

Trabajo Fin de Máster

Dimensionamiento y estudio económico de un sistema power to gas orientado a la producción de energía térmica para calefacción de una vivienda unifamiliar

Techno-economic study of a power to gas system oriented to the production of thermal energy for a household heating system

Autor

Julián Marín Olivares

Director

Luis Miguel Romeo Giménez

Escuela de Ingeniería y Arquitectura de Zaragoza Año 2019

RESUMEN

En este trabajo se realiza un planteamiento de una instalación power to gas para abastecer totalmente la demanda térmica de calefacción y parcialmente la demanda eléctrica de una vivienda unifamiliar situada en el noreste de Alemania, a partir de un generador fotovoltaico. Se aprovecha la alta capacidad de almacenamiento de los sistemas power to gas para avanzar en el equilibrado de la demanda de energía doméstica con una producción renovable local.

La idea esencial de la instalación es conseguir una acumulación energética en los meses de verano, apoyada con la generación en los meses restantes, que sea suficiente para cubrir las necesidades de calefacción de todo el año. Principalmente, este almacenamiento es muy necesario en los meses de invierno, puesto que en Alemania el recurso solar en estos meses es muy escaso y la carga térmica es notable.

En el desarrollo del trabajo se estudian las características de los sistemas power to gas y de los diferentes equipos que son necesarios. Al mismo tiempo, se introducen los consumos térmicos y eléctricos que se tienen en una vivienda en Alemania, así como el recurso solar del que se dispone en el emplazamiento. A partir de este balance energético se dimensiona la instalación que permite satisfacer el objetivo marcado. Por último, se plantea la operación, en función de las necesidades de calefacción, un estudio económico y las conclusiones que se obtienen, en las cuales se destacan las ventajas y los inconvenientes que presenta.

Mediante la instalación desarrollada se logran suministrar 14 MWh térmicos y 2 MWh eléctricos generados de forma renovable en el emplazamiento, lo que supone el 87% de la energía consumida por una vivienda unifamiliar. En consecuencia, una vivienda que cuente con una instalación de estas características dejaría de emitir directamente 2,8 toneladas de CO₂ cada año.

Contenido

| | |
|--|----|
| 1. Introducción y objetivos..... | 4 |
| 2. Descripción de las instalaciones de la aplicación power to gas | 6 |
| 2.1. Fundamentos del power to gas..... | 6 |
| 2.2. Aplicación práctica | 7 |
| 3. Dimensionamiento de la instalación y los equipos | 9 |
| 3.1. Hipótesis iniciales | 9 |
| 3.2. Recurso solar disponible | 9 |
| 3.2.1. Obtención de la irradiación solar disponible | 9 |
| 3.2.2 Producción de electricidad | 11 |
| 3.3 Demanda eléctrica | 13 |
| 3.4 Demanda térmica..... | 15 |
| 3.5. Descripción de equipos auxiliares..... | 17 |
| 3.5.1 Inversor | 17 |
| 3.5.2 Seguidor del punto de máxima potencia (pmpt) | 18 |
| 3.5.3 Electrolizador..... | 18 |
| 3.5.4 Metanización, reacción de Sabatier | 19 |
| 3.5.5 Tanques de almacenamiento de gases y etapas de compresión..... | 20 |
| 3.5.6 Caldera de oxidación..... | 22 |
| 3.6 Dimensionamiento de equipos principales..... | 23 |
| 4. Funcionamiento y estrategias de operación | 27 |
| 5. Estudio económico | 30 |
| 6. Conclusiones..... | 33 |
| 7. Referencias..... | 37 |
| 9. Anexos | 40 |
| 9.1 Recurso solar mensual | 40 |
| 9.2 Hoja de características de Panasonic HIT-240/HIT-240 | 43 |
| 9.3 Generación eléctrica mensual..... | 45 |
| 9.4 Análisis de índices de comportamiento del sistema fotovoltaico | 48 |
| 9.5 Fundamento de <i>Syn Pro</i> | 49 |
| 9.6 Curvas de demanda eléctrica horaria | 50 |
| 9.7 Fundamento de <i>Syn-PRO</i> térmico | 53 |
| 9.8 Diagramas T-s de las sustancias | 54 |
| 9.9 Cálculo de los consumos en la compresión..... | 55 |
| 9.10 Hoja de características de inversor SMA Sunny Mini Central 6000TL / 7000TL / 8000TL | 58 |

| | |
|--|----|
| 9.11 Cálculo de la potencia de los compresores..... | 60 |
| 9.12 Cálculo del espesor de los tanques de almacenamiento y del material necesario en su fabricación..... | 61 |
| 9.13 Tabla de amortización | 63 |



1. Introducción y objetivos

El impacto ambiental de los combustibles fósiles, así como su limitación, es una preocupación global que viene siendo tema de debate en los años recientes. El gran desarrollo tecnológico que se produjo en el siglo XX se sustentó en la combustión de combustibles fósiles, emitiendo CO_2 sin ninguna preocupación medioambiental. Estos combustibles fósiles no dejan de ser el resultado de una acumulación energética, formada durante millones de años, de los cuales se estima que queden reservas para unos 50 años [1].

No obstante, en vez de tomar conciencia y reducir el consumo de combustibles fósiles, en las primeras décadas del siglo XXI la demanda ha aumentado. El sistema actual de sobreconsumo busca aumentar continuamente los bienes materiales producidos, países en vías de desarrollo, muy dependientes de combustibles fósiles, siguen creciendo a consta de aumentar sus emisiones contaminantes. Todo ello, añadido a que la extracción de recursos cada vez consume más energía al haberse agotado las mejores reservas de combustibles fósiles [1].

Los impactos a lo largo de estos años han provocado un cambio climático, cuyos efectos ya son importantes (sequías, riadas, tornados, huracanes, aumento del nivel del mar, etc.). Sin embargo, este efecto climático es solamente una parte de lo que se conoce como cambio global. El cambio global hace referencia a aspectos climáticos, a la acidificación de océanos, a la disminución de la biodiversidad, al uso de agua etc [2].

En este escenario, se debe reemplazar la quema de combustibles fósiles, sustento hasta ahora de la evolución humana, por otra tecnología. La solución está en desarrollar tecnología para ser dependientes de la energía del Sol. La energía solar es la fuente inagotable de todos los ciclos del planeta. A partir del Sol se obtienen las diferentes fuentes de energía renovables, ya que es el causante del viento, las mareas, la lluvia, etc [1].

Todas las energías renovables reducen las emisiones de CO_2 , generan la energía en los puntos de consumo, eliminando gran parte de las pérdidas por transporte. Además, permiten el acceso a la electricidad en puntos en los que no era rentable económicamente alimentar desde la red nacional [1].

Esta transición hacia las energías renovables ya se ha iniciado, la Unión Europea se ha marcado el objetivo de conseguir un 20% de energías renovables en el mix energético europeo en el año 2020. En el año 2013, la energía eólica ya había alcanzado una posición importante en el mix energético de varios países. En Dinamarca (34%), España (21%), Portugal (>20%), Irlanda (>16%), y Alemania (9%) [3].

Sin embargo, un sistema basado principalmente en energías renovables tiene un inconveniente, las fuentes de energía renovables son volátiles, variables con la latitud, con la estación, con el día y la noche [1]. Ahora, el consumo de energía no está equilibrado con lo que el Sol ofrece, por lo que se debe avanzar en el estudio de sistemas de almacenamiento e integración. Técnicas de almacenamiento a gran escala de los excesos temporales de energía que permitan su empleo cuando sea requerida, compensando los efectos estacionales de las fuentes de energía renovable. El equilibrado de la producción de energía con la demanda mediante sistemas de almacenamiento se presenta como el gran reto del siglo XXI [4].

Por ejemplo, en Alemania se necesitan 70 GWh de almacenamiento a pequeña escala (5 días) y 7,5 TWh de almacenamiento a gran escala (17 días) en una situación con el 80% de energía renovable [4].



Existen gran variedad de aplicaciones para almacenar energía, sin embargo, gran cantidad de ellas presentan una baja densidad de energía y un limitado potencial de almacenamiento. Entre estas aplicaciones se encuentra: el almacenamiento hidroeléctrico por bombeo, el almacenamiento de aire comprimido, las baterías inerciales, y las baterías convencionales [5]. Sin embargo, la necesidad de un almacenamiento a gran escala y de larga duración, posicionan al power to gas (PtG) como una alternativa destacada a medio plazo [6].

El PtG es una tecnología que permite almacenar los excesos de energía de una fuente de energía renovable en forma de CH_4 a través de una metanización del H_2 producido en un proceso de electrolisis. La metanización requiere de una fuente de CO_2 , que en función de la instalación proviene de diferentes puntos. En la Sección 2 se realiza una explicación más completa del PtG en general y de la instalación planteada en este proyecto, por lo que ahora no se entra en más detalles.

Paralelamente a esta capacidad de almacenamiento a gran escala, se encuentra la capacidad de conectar la generación eléctrica con la de red de gas nacional, e incluso la posibilidad de realizar tareas de regulación de la red eléctrica [4].

La principal desventaja del PtG es el menor desarrollo tecnológico que presenta en comparación con las baterías de ion litio. Todavía existen pocas instalaciones y no hay una gran variedad de diseños [5]. Esto provoca que no haya una certidumbre acerca del precio real de una instalación, no obstante, a través de este estudio se busca progresar en el desarrollo de sistemas PtG de alta capacidad de almacenamiento, además, se avanza en el estudio económico de los mismos.

Para aprovechar el almacenamiento de los sistemas PtG es fundamental conocer la demanda energética. En este trabajo se pone el foco en las viviendas alemanas, ya que el 70% de la energía consumida a nivel doméstico es empleada en los sistemas de calefacción [7]. Consecuentemente, dada la alta capacidad que permiten los sistemas de PtG, nos realizamos la siguiente pregunta, ¿Por qué no planteamos un almacenamiento energético de PtG para satisfacer la demanda térmica de una vivienda?

Este proyecto intenta buscar respuesta a esta pregunta, proponiendo una instalación que puede cubrir totalmente la demanda térmica de una vivienda y gran parte de la demanda eléctrica con una instalación PtG alimentada a través de un sistema fotovoltaico. Se estudia el recurso solar del que se dispone, la demanda eléctrica, la demanda térmica, los equipos necesarios en la instalación, y la estrategia de operación realizada.

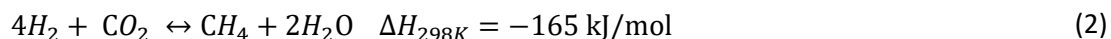
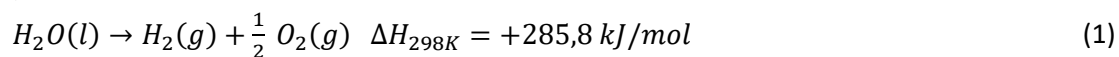
Se enmarca en lo que se conoce como diseño pasivo, este concepto busca la minimización del consumo energético de las viviendas y la reducción de las emisiones de CO_2 . Además, puede suponer un avance en la idea de net zero energy building, concepto que la Unión Europea ya ha planteado para los años próximos y que cada país miembro deberá definir. La idea sustancial se basa en situar a los edificios como principales focos de consumo y se busca que el balance energético de estos sea nulo, es decir, que toda la energía que consuman sea producida por ellos mismos [8].

2. Descripción de las instalaciones de la aplicación power to gas

2.1. Fundamentos del power to gas

En la introducción se ha destacado el papel protagonista que jugará el PtG en el almacenamiento energético de alta capacidad. Si bien, hasta ahora no se ha entrado a describir su fundamento y sus características principales, lo cual se detalla en esta sección.

En un proceso de PtG, la energía eléctrica renovable se convierte en CH_4 mediante dos procesos. Una electrolisis del agua que produce H_2 y O_2 (Reacción 1), y una conversión del H_2 en CH_4 con una fuente externa de CO_2 a través de una metanización según la reacción de Sabatier (Reacción 2) [4].



La conversión del H_2 en CH_4 produce un enriquecimiento en la densidad de energía. Mientras que el H_2 presenta una densidad energética de $12,7 \text{ MJ/m}^3\text{N}$, la densidad energética del CH_4 es de $40 \text{ MJ/m}^3\text{N}$ [4]. Además, el CH_4 producido puede ser inyectado directamente en la red de gas natural como una estructura de almacenamiento, o bien emplearse como sustituto de combustibles fósiles [3]. Convirtiendo parte de la energía renovable en CH_4 se puede conectar la red eléctrica con la red gasística, formando una única red energética que aumenta la flexibilidad del sistema [3].

Alemania es el país en el que más estudios y proyectos de PtG se han planteado, si bien, la mayor parte de ellos se pueden encajar en las alternativas de la Figura 1 [4].

- Uso del H_2 en aplicaciones que lo requirieran como procesos industriales o vehículos con células de H_2 .
- Alimentar directamente la red de gas natural con H_2 teniendo en cuenta la máxima concentración de H_2 permitida.
- Realizar un proceso de metanización con el H_2 para alimentar la red de gas natural con CH_4 .

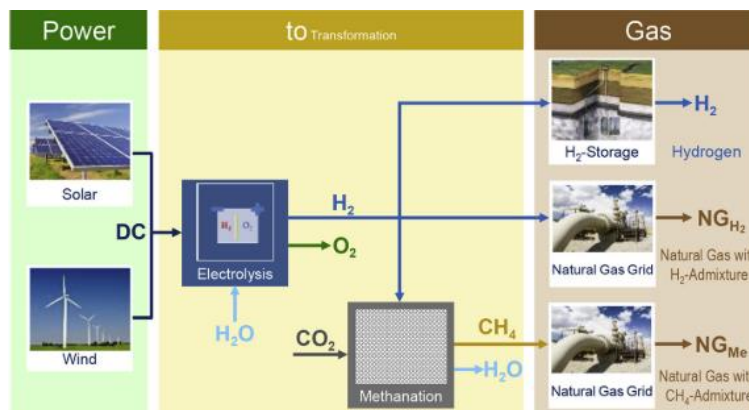


Figura 1. Diferentes alternativas de PtG en los principales proyectos desarrollados [4].

Los principales proyectos de PtG se han realizado en industrias, en plantas de biogás, en centrales térmicas y en vertederos. No obstante, en las industrias y en las centrales térmicas se requieren operaciones de separación del CO_2 , ya que aparece mezclado con otros gases, en consecuencia, el rendimiento decae considerablemente. Esta es la razón por la que el acceso a una fuente de CO_2 de pureza elevada es considerado el factor más limitante para la ejecución

de un proyecto de PtG, limitando en gran medida los posibles emplazamientos [6]. La mayoría de las industrias y plantas de energía térmica producen gases de escape con una concentración de CO_2 muy baja, por lo que los costes de captura son demasiado altos (en torno a 75€/ t CO_2) para la implantación de una instalación de PtG [6].

2.2. Aplicación práctica

El punto de partida de la instalación de PtG es un generador solar fotovoltaico que abastece la demanda doméstica de electricidad cuando se cuenta con recurso suficiente. Igualmente, en el momento que existe una producción excedente, se almacena energía a través del proceso de PtG en forma de CH_4 .

El CH_4 producido se almacena en unos tanques a alta presión, empleándose como combustible de una caldera en los meses del año en los que existen necesidades de calefacción. Este tanque de CH_4 debe ser lo suficientemente grande como para permitir almacenar la energía necesaria para cubrir totalmente la demanda de calefacción anual.

Este almacenamiento doméstico es la principal diferencia con los proyectos de PtG más destacados, ya que normalmente se plantea la inyección del CH_4 en la red de gas natural, basándose en criterios de regulación y de apoyo al sistema energético. Esta aplicación intenta equilibrar la producción energética con la demanda en una escala doméstica, sin entrar en funciones de equilibrado de red, sino de autoconsumo energético.

Antes de seguir profundizando en la instalación, será de gran ayuda para el lector observar la Figura 2, en la que se representan los equipos y flujos principales.

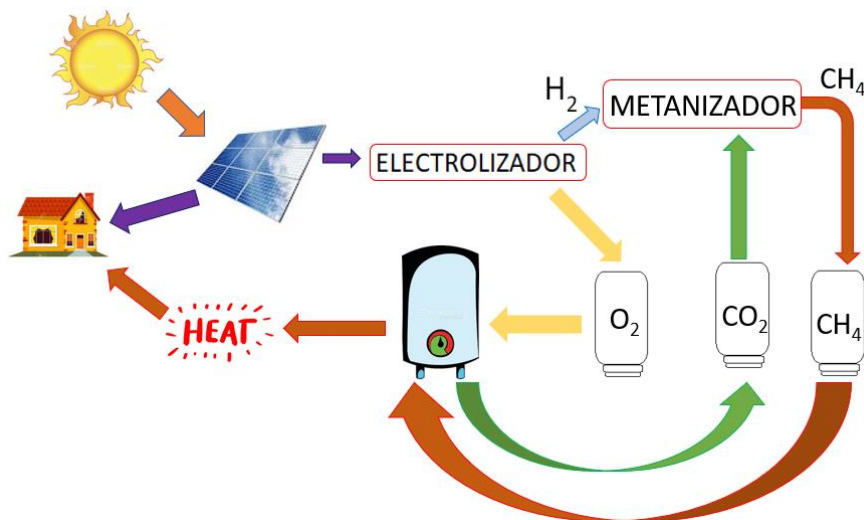


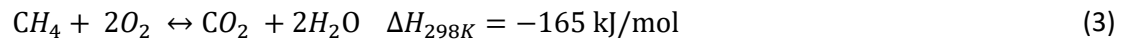
Figura 2. Esquema de la instalación de PtG planteada.

Aparte del tanque de CH_4 , se cuenta con tanques de almacenamiento de O_2 y CO_2 , con sus respectivas líneas de compresión. Una de las ventajas de este proyecto, respecto a otros sistemas de PtG, es el aprovechamiento del O_2 resultante de la electrolisis [5]. Este O_2 se almacena para emplearse como comburente en la caldera de oxidación.

En lugar de una combustión estándar se realiza una oxidación, gracias a ella (Reacción 3) se consigue capturar fácilmente el CO_2 , ya que los gases de escape solamente contienen CO_2 y H_2O . El CO_2 se captura para ser almacenado y emplearse como reactivo en la reacción de Sabatier, en la que se convierte el H_2 en CH_4 . Al contrario que un sistema estándar de calefacción, el CO_2 no



se expulsa a la atmósfera, reduciendo a cero las emisiones directas del sistema de calefacción [5].



Según [7], en el año 2013, el 28% de la energía total consumida en Alemania fue empleada en el sector residencial. De este porcentaje, el 70% fue consumida por los sistemas de calefacción. Consecuentemente, se consigue una gran reducción de las emisiones de CO_2 , ya que se abastece toda la demanda de calefacción sin emisiones de gases de efecto invernadero, con un CH_4 producido a través de una energía renovable. Por el contrario, en un sistema convencional, todo este CO_2 se emite a la atmósfera y, además, se emplea normalmente un combustible que no es sostenible.

3. Dimensionamiento de la instalación y los equipos

3.1. Hipótesis iniciales

Dada la capacidad de almacenamiento de los sistemas PtG, se ha pensado en implantar el prototipo en un emplazamiento en el que las cargas térmicas de calefacción sean importantes. Es esta la razón por la cual se ha decidido no realizar el trabajo en territorio nacional, en el que se necesiten unas cargas de calefacción menores.

Se requiere un almacenamiento de energía térmica para calefacción, por lo tanto, una vivienda unifamiliar es el tipo de vivienda que mejor se adapta a las necesidades. Las ventajas que se tienen, frente a una vivienda situada en un bloque de apartamentos, son una mayor flexibilidad operativa y de diseño del proyecto. Entendiendo como tal, un mayor espacio disponible para el sistema fotovoltaico y los tanques de almacenamiento. Otro factor determinante, es la necesidad de alimentación eléctrica de red en las horas sin recurso solar, así como permitir la entrada de energía al electrolizador aprovechando los excedentes generados.

De acuerdo con este razonamiento, se selecciona una localización que intenta ser representativa de una vivienda unifamiliar con considerables cargas térmicas. En el noreste de Alemania, cerca la capital, Berlín, se encuentra la localidad de Potsdam. Concretamente, el punto geográfico que aparece en la Tabla 1 es el seleccionado como emplazamiento, una visión aérea del mismo se puede ver en la Figura 3.

Tabla 1. Localización geográfica del emplazamiento

Latitud 52° 23' 55" Norte
Longitud 13° 5' 33" Este

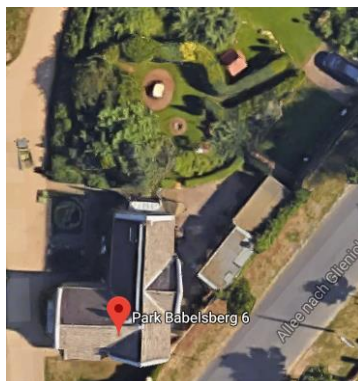


Figura 3. Visión aérea del emplazamiento [9].

Esta selección inicial es de gran transcendencia, debido a que determina el recurso solar disponible, la demanda eléctrica, y la demanda térmica, a los cuales se entra en más detalle en las siguientes apartados.

3.2. Recurso solar disponible

3.2.1. Obtención de la irradiación solar disponible

Una vez definido el emplazamiento, se estudia el recurso solar disponible o la irradiancia solar horaria de la que se puede disponer.

Los paneles solares se colocan con una disposición de tipo general, los cuales cuentan con una posición fija, sin formar parte de los cerramientos o estar superpuestos en el tejado.

Al tratarse de una instalación de tipo residencial no es necesario realizar un seguimiento solar, ya que este será más necesario en instalaciones de un tamaño mayor. Consecuentemente, el campo de colectores solares es de superficie fija, con un ángulo de inclinación que maximiza la producción anual. Otra de las premisas es la orientación de los paneles con una orientación sur, ya que es el ángulo de azimut más adecuado [10]. El ángulo de azimut (a_w o α , según bibliografía) es el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar [10], siendo 0° el valor para módulos orientados al sur. El ángulo de inclinación (β), es el ángulo que forma con un plano horizontal la superficie del módulo.

Como ejemplo gráfico de las definiciones de estos ángulos se tiene Figura 4.

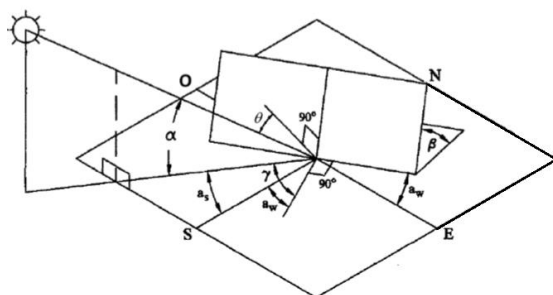


Figura 4. Parámetros geométricos de un colector solar [11].

Tabla 2. Azimut e inclinación del sistema fotovoltaico.

| | |
|-------------|------------|
| Azimut | 0° |
| Inclinación | 37° |

Teniendo en cuenta lo anterior, se accede a la plataforma europea PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) [12], una plataforma oficial de la Unión Europea que nos facilita la radiación solar, además de otros parámetros que nos servirán de gran utilidad. Introduciendo las características ya establecidas del sistema (localización y azimut), la aplicación calcula un ángulo de inclinación óptimo de 37° para maximizar la producción anual. Sirva como información adicional, la variación que esta inclinación óptima tiene a lo largo del año, lo cual se puede observar en la Figura 5. Dicho esto, se recogen en la Tabla 2 el azimut y la inclinación solar de los módulos fotovoltaicos.

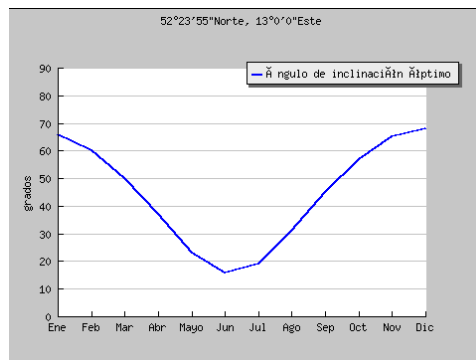


Figura 5. Ángulo de inclinación óptimo a lo largo de un año [12].

Fijado el azimut y la inclinación, se obtiene la irradiancia media global horaria para cada mes, quedando ya establecido el recurso solar del que se dispone. En la Figura 6 se muestran los datos para el mes de junio, para el resto del año consultar Anexo 1.

La aplicación nos facilita los datos por cuarto horario, tanto de temperatura como de irradiancia global. Para convertirlos en horarios se realiza un promedio de los cuatro valores de irradiancia que se tienen para cada hora.

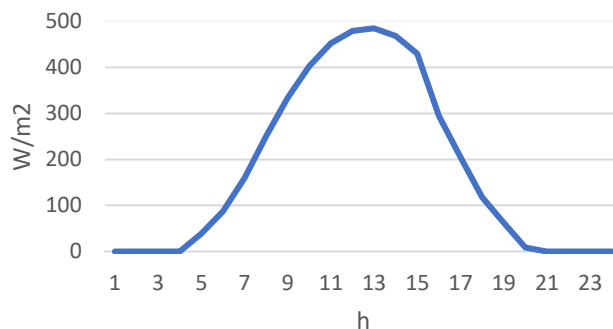


Figura 6. Recurso solar horario o irradiancia horaria en junio.

Otro de los datos que nos proporciona [12] es la temperatura media cuarto horaria, de la que se realiza un promedio como en el apartado anterior para disponer de ella horariamente.

3.2.2 Producción de electricidad

Dado el recurso solar y la temperatura, ya se puede plantear como se calcula la producción de electricidad. Se realiza un cálculo simplificado según se explica en [10], para ello se necesitan los datos de irradiancia, temperatura y las características de los módulos.

Llegados a este punto, es necesario conocer qué paneles se van a instalar, en concreto, conocer la potencia nominal en condiciones STC (Standard test conditions) o condiciones estándar de medida. Se han escogido los módulos fotovoltaicos Panasonic HIT-N245 [13], los datos más representativos, en condiciones STC, se encuentran recogidos en la Tabla 3. No obstante, la hoja de características se encuentra en el Anexo 2.

Tabla 3. Características del módulo fotovoltaico Panasonic HIT-N245.

| Panasonic HIT-N245 | |
|--|------|
| Potencia nominal (Pn) [W/m²] | 194 |
| Potencia pico (Pp) [W] | 245 |
| Área (A) [m²] | 1,3 |
| Temperatura nominal de operación de la célula (TONC) [°C] | 44 |
| Coeficiente de temperatura de potencia máxima (γ) [%/°C] | 0,29 |
| <i>Datos en condiciones STC; Irradiancia=1000W/m²; incidencia normal; AM=1,5; temperatura de la célula=25°C.</i> | |

Para el cálculo de la electricidad producida se debe calcular en primer lugar la temperatura de la célula según se indica en la Ecuación 1.

$$T_c = T_a + \frac{T_{ONC} - 20}{800} \cdot G \quad (1)$$

T_a : temperatura ambiente [°C]

G : irradiancia global incidente en la superficie del módulo fotovoltaico [W/m²]

T_{ONC} : Temperatura nominal de operación de la célula [°C]

La temperatura nominal de la célula es la temperatura en condiciones nominales de operación (TONC), Tabla 4.

Tabla 4. Condiciones nominales de operación.

| TONC | |
|---------------------------------|--------|
| Irradiancia [W/m ²] | 800 |
| Distribución espectral | AM 1,5 |
| Incidencia normal | |
| T. célula [°C] | 20 |
| V. viento [m/s] | 1 |

Tabla 5. Pérdidas estimadas del sistema.

| Pérdidas | [%] |
|-------------------------|-----|
| Suciedad | 2 |
| Mismatch | 3 |
| Angulares y espectrales | 4 |
| Cableado | 1.5 |
| TOTAL | 11 |

Una vez calculada esta temperatura se determina la producción del sistema con la Ecuación 2.

$$P_m = P_n \cdot \frac{G}{G_{STC}} \cdot [1 - \gamma \cdot (T_c - 25)] \quad (2)$$

P_m : potencia del punto de máxima potencia [W]

P_n : potencia nominal de un generador fotovoltaico en condiciones STC [W]

G : irradiancia incidente en la superficie del módulo fotovoltaico [W/m²]

G_{STC} : irradiancia incidente en condiciones STC [W/m²]

T_c : temperatura de la célula

γ : coeficiente de temperatura de potencia máxima [%/°C]

El coeficiente de temperatura de potencia máxima refleja la variación de la máxima potencia con una unidad de variación en la temperatura. De manera que, a una misma irradiancia, con mayor temperatura, disminuye el punto de máxima potencia.

Igualmente, se debe de considerar un porcentaje de pérdidas debidas a polvo, suciedad, cableado, mismatch, y pérdidas angulares y espectrales. Estas pérdidas (Tabla 5) se determinan según los valores característicos que se dan en [10]. En este apartado no se consideran las pérdidas en el inversor, ya que estas solamente van a afectar a los consumos en corriente alterna, por lo que se deben tener en cuenta en los consumos de la vivienda y en los consumos de los compresores como se explica más adelante.

Asimismo, para considerar las pérdidas, se calcula la potencia entregado por el sistema según se indica en [10] mediante la Ecuación 3.

$$P_{SISTE} = P_m \cdot (1 - \eta) \quad (3)$$

P_{SISTE} : potencia del sistema [W]

P_m : potencia del punto de máxima potencia [W]

η : pérdidas totales [%]

Siguiendo esta metodología se ha planteado un día tipo para cada mes, con los datos de irradiancia media global horaria y las temperaturas ambientales estimadas. De tal modo que se obtiene la potencia de salida del generador para cada hora del día, teniendo de esta forma la energía generado en cada mes. En la Figura 7 se puede observar la potencia generada por metro cuadrado en el mes de junio, en el Anexo 3 se tienen las curvas de generación correspondientes a cada mes.

La determinación del número de módulos fotovoltaicos a instalar se realiza en las Sección 3.6, una vez que se introduce la demanda térmica, la demanda eléctrica y el consumo en las etapas de compresión.

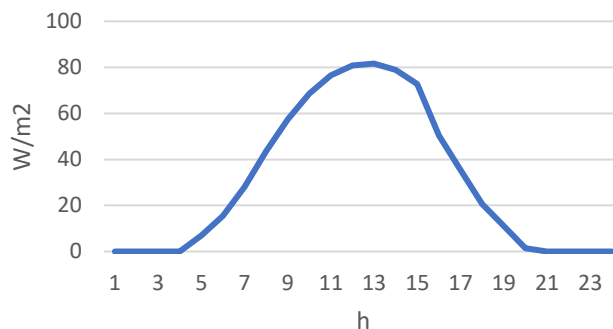


Figura 7. Potencia generada en el generador fotovoltaico en el mes de junio.

En el Anexo 4 se analizan y se explican tres parámetros que evalúan el comportamiento del sistema. Se calcula el índice de producción final del sistema (Y_F), el índice de producción de referencia (Y_R) y rendimiento global del sistema o factor de rendimiento (PR) [10].

3.3 Demanda eléctrica

En el apartado anterior se ha detallado la cantidad de producción eléctrica que se tiene en el generador fotovoltaico, el siguiente paso es determinar la demanda eléctrica de la vivienda. Una vez establecida, se obtiene la cantidad de energía renovable que satisface las necesidades domésticas, alimenta al electrolizador y alimenta a los compresores.

Es de suma importancia para la elaboración de este trabajo establecer un fiel reflejo de la curva de demanda de una vivienda unifamiliar alemana. Esta tarea se ha realizado tomando los datos de [14], en este artículo se ha diseñado un modelo estocástico conocido como *Syn-PRO*. Mediante este método se generan los perfiles de carga de viviendas alemanas teniendo en cuenta la influencia de los efectos de conducta de los ocupantes de una vivienda, los aparatos eléctricos que se tienen, su consumo, sus tendencias de uso. En el Anexo 5 se realiza un breve resumen de su fundamento, destacando sus principales ventajas.

En la Figura 8 se recogen los consumos medios anuales de diferentes tipos de viviendas alemanas, en nuestro caso, nos vamos a centrar en el tipo 4FF, que es el que se corresponde con una vivienda con dos adultos con trabajo a tiempo completo y dos niños.

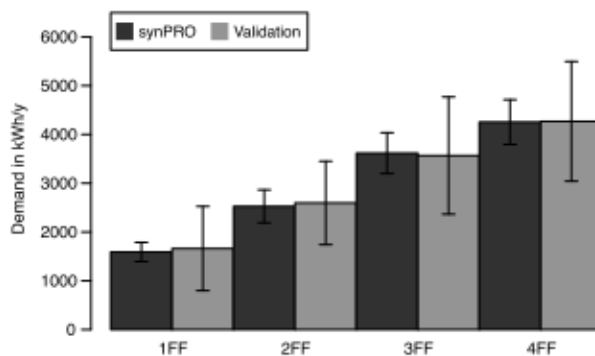


Figura 8. Demanda eléctrica anual para los diferentes grupos familiares [14].

Como era de esperar, el grupo familiar 4FF es el que presenta unos consumos más elevados. Centrándonos ya en este grupo, se puede ver en la Figura 9 los consumos medios diarios que se obtienen en función del mes en el que nos encontremos.

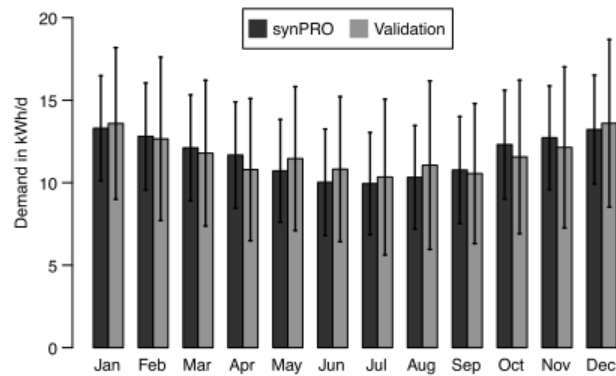


Figura 9. Demanda por día en función del mes [14].

Una vez obtenido el consumo diario de energía en función del tipo de mes, se va a estudiar el consumo horario o la curva de demanda diaria que se tiene (Figura 10). Para este trabajo no se ha hecho distinción entre el tipo de día, debido a que no influye significativamente en los cálculos. Es decir, todos los días estudiados se han tomado como laborables, descartándose un patrón diferente para los sábados y domingos.

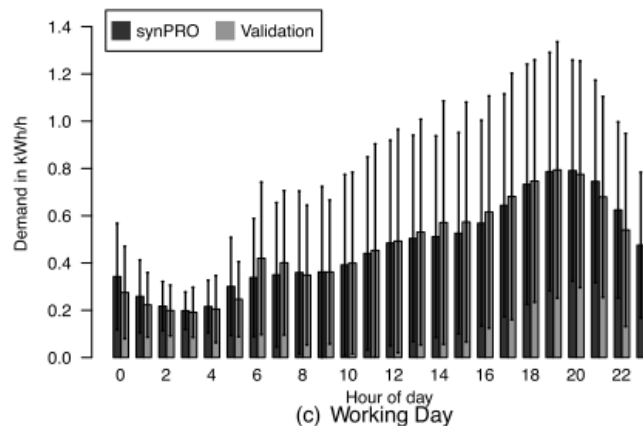


Figura 10. Perfil de los consumos medios diarios [14].

Para la construcción de las curvas de consumo diario se parte del perfil horario de la Figura 10. Se han seleccionado los consumos medios horarios, para luego realizar ajustes, siempre dentro de la desviación estándar, que permitan tener en cuenta la influencia mensual. Finalmente, hay que tener en consideración que la suma diaria debe aproximarse a la que se indica en la Figura 9.

En la Figura 11 se observa la curva de demanda del mes de junio, no obstante, en el Anexo 6, se tienen todas las curvas de demanda de cada mes. Asimismo, en la Tabla 6 se recogen los datos de la demanda eléctrica de cada mes.

Tabla 6. Demanda eléctrica mensual.

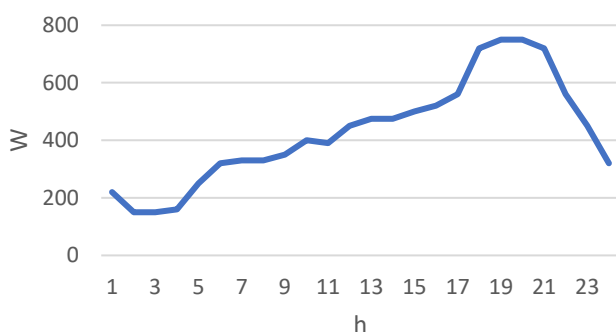


Figura 11. Demanda eléctrica horaria de una vivienda unifamiliar en junio.

| Mes | Demanda [kWh] |
|------------|---------------|
| Junio | 319 |
| Julio | 319 |
| Agosto | 319 |
| Septiembre | 345 |
| Octubre | 419 |
| Noviembre | 405 |
| Diciembre | 434 |
| Enero | 434 |
| Febrero | 378 |
| Marzo | 403 |
| Abril | 345 |
| Mayo | 357 |
| TOTAL | 4.477 |

3.4 Demanda térmica

Los perfiles de demanda térmica tienen un papel esencial en la operación de los sistemas de calefacción. En función del uso del edificio y de los patrones de comportamiento de los ocupantes se determina la clase de equipo de generación de calor, los tipos de elementos terminales, y su dimensionamiento. Consecuentemente, es necesario realizar estudios de demanda térmica horaria precisos.

El método seguido para obtener las curvas de demanda de energía térmica está explicado en [7], debido a que es la extensión de [14] al apartado térmico las ideas principales van a ser similares, no obstante, en el Anexo 7 se realiza una breve explicación de su fundamento.

Las curvas de demanda que facilita [7] se pueden observar las Figura 12 y Figura 13, las cuales están validadas, según se explica, con medidas de viviendas unifamiliares desde comienzos de 2011 hasta finales de 2013.

Tomando estos gráficos, se establecen tres perfiles horarios, en función de las necesidades de calefacción:

- Verano: consumo nulo (junio, julio y agosto)
- Otoño y primavera (septiembre, octubre, noviembre, marzo, abril y mayo)
- Invierno (diciembre, enero y febrero)

Las Figura 14 y Figura 15 representan los perfiles de carga térmica que se han definido para el cálculo. Esta demanda nos determina la necesidad de calefacción que tenemos en cada mes (Tabla 7), lo cual establece la cantidad de energía térmica que debemos almacenar, o lo que es lo mismo, cuánta energía eléctrica se debe introducir como entrada del electrolizador.

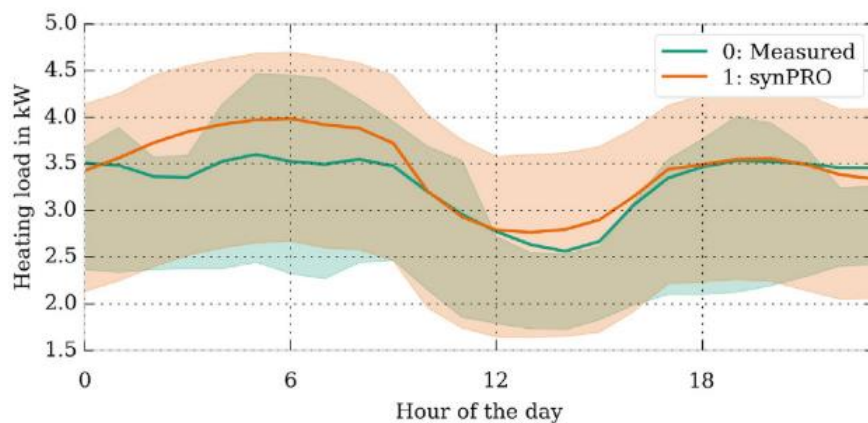


Figura 12. Demanda térmica en invierno [7].

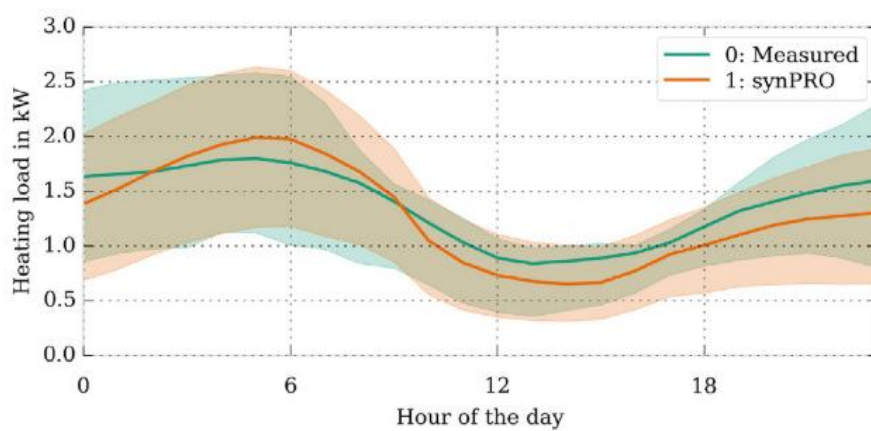


Figura 13. Demanda térmica en otoño y primavera [7].

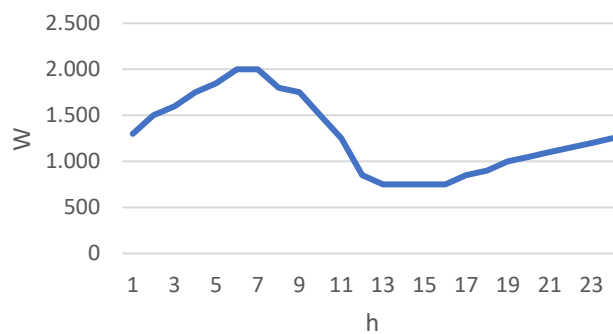


Figura 14. Carga térmica en los meses de otoño y primavera.

Tabla 7. Demanda térmica mensual.

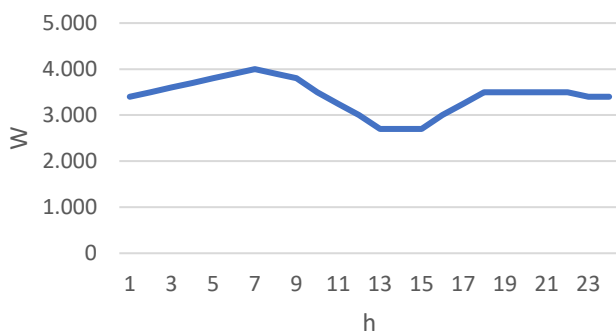


Figura 15. Carga térmica en los meses de invierno.

| Mes | D. térmica [kWh] |
|------------|------------------|
| Junio | 0 |
| Julio | 0 |
| Agosto | 0 |
| Septiembre | 968 |
| Octubre | 1000 |
| Noviembre | 1022 |
| Diciembre | 2824 |
| Enero | 2824 |
| Febrero | 2551 |
| Marzo | 1000 |
| Abril | 968 |
| Mayo | 1000 |
| TOTAL | 14.156 |

3.5. Descripción de equipos auxiliares

3.5.1 Inversor

El inversor es un elemento que se encarga de la transformación de electricidad de continua en alterna, necesaria para abastecer los consumos domésticos y las etapas de compresión. La potencia del inversor está en concordancia con la potencia del sistema de generación, de tal forma que, una vez se determine la potencia del conjunto de módulos fotovoltaicos se conoce la potencia del inversor [10].

Generalmente, la potencia del inversor puede llegar a ser hasta un 20% inferior a la potencia pico del generador fotovoltaico en condiciones STC. Esto se debe a que rara vez el sistema fotovoltaico se encuentra funcionando en su potencia pico, para ello debe funcionar a 25°C y con una irradiancia de 1000 W/m², situación que difícilmente ocurre [10].

Existen diferentes disposiciones de conexión en función de cómo sea la relación entre el inversor y el generador. Para este trabajo, lo más adecuado es una disposición maestro-esclavo, en ella se emplean tres inversores. Uno de ellos trabaja como maestro, funciona en momentos con radiación baja, y los otros dos como esclavos, funcionan con radiación solar elevada [10].

Los rendimientos de los inversores comerciales están en torno del 98% [15], este rendimiento se tiene en consideración en el cálculo de la energía excedente, es decir, la que sirve de entrada al electrolizador.

La instalación va a abastecer la demanda de electricidad en corriente alterna, por lo tanto, dado que la producción del sistema de generación fotovoltaico es en continua, debe de ser transformada. Asimismo, los compresores también se alimentan de corriente alterna.

Sin embargo, la electricidad de entrada al electrolizador tiene que ser suministrada en corriente continua, sin verse afectada por las pérdidas en el inversor. Es por esta razón, que para determinar la energía de entrada al electrolizador (Ecuación 4), se debe de tener en cuenta que

el rendimiento del inversor afectará a los términos de demanda eléctrica y a los consumos de los compresores. Sirva como ejemplo ilustrativo Figura 16.

$$E_{ELEC} = P - \frac{D+C}{\eta_{inversor}} \quad (4)$$

P : producción de energía solar

D : demanda eléctrica doméstica

C : consumo de compresión

$\eta_{inversor}$: rendimiento del inversor

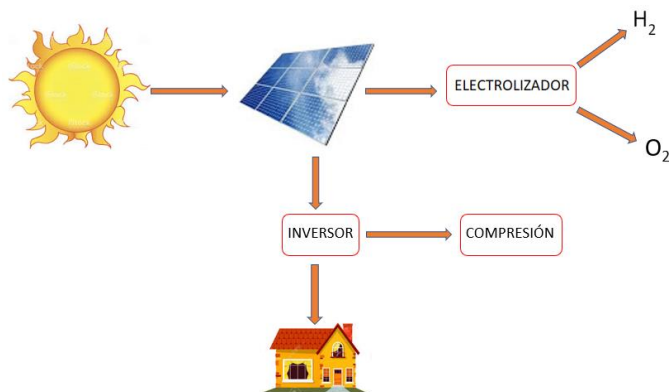


Figura 16. Esquema energético de la generación eléctrica.

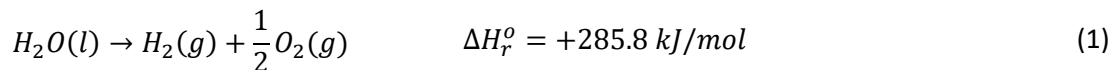
Una vez que se conoce el número de colectores solares en la Sección 3.6, se determina la potencia necesaria del inversor.

3.5.2 Seguidor del punto de máxima potencia (pmpt)

Los seguidores del punto de máxima potencia (convertidores de continua a continua) se encargan de forzar al generador a trabajar en el punto que entrega una máxima potencia, aumentando la eficiencia energética del sistema [10]. En sistemas sin seguimiento de potencia es complicado que el generador trabaje en el punto de máxima potencia, ya que la curva de carga depende de factores como son: temperatura, irradiancia, consumo instantáneo etc.

3.5.3 Electrolizador

La electrolisis consiste en la cesión de H_2 y O_2 mediante dos etapas. En el cátodo, cargado negativamente, tiene lugar la reducción, mientras que la oxidación tiene lugar en el ánodo, cargado positivamente [3].



Las tecnologías de electrolisis más extendidas son la electrolisis alcalina y la electrolisis de membrana polimérica.

La electrolisis alcalina es la tecnología es más conocida y existen múltiples opciones en el mercado, su funcionamiento se basa en la utilización de una solución alcalina (KOH o NaOH) como electrolito [3].

Respecto a su operativa, pueden trabajar correctamente tanto a presión baja como a presión elevada, aunque los electrolizadores que funcionan a una presión más alta cuentan con una eficiencia más baja, produciendo un compuesto de menor pureza que los atmosféricos [3].

Otra de las características de los electrolizadores alcalinos es que pueden trabajar a baja capacidad, este es uno de los requerimientos del proyecto, ya que en muchas ocasiones la entrada de electricidad al electrolizador es reducida [3].

Sin embargo, una de las desventajas que presentan es que necesitan entre 30 y 60 minutos para alcanzar un funcionamiento estable después de una desconexión [3], lo que los convierte en totalmente desaconsejables para este proyecto. Si bien, existe la posibilidad de alimentar al electrolizador con una pequeña batería que elimine las inestabilidades, ayudando al equipo a en las conexiones y desconexiones.

Por otro lado, los electrolizadores de membrana polimérica (PEM) son tecnológicamente más actuales, con el consecuente precio más elevado y las menores opciones comerciales. No obstante, cuentan con la ventaja de que puede empezar a funcionar en frío y con una gran flexibilidad operativa [3]. En lugar de los 30-60 minutos de los electrolizadores alcalinos, los electrolizadores de membrana polimérica están disponibles en cuestión de segundos o minutos. Asimismo, la mínima carga operativa es del 5%, en lugar del 20% de los electrolizadores alcalinos [3].

Las desventajas principales son su alto costo, debido a las membranas, y al uso de un metal noble como catalizador, y su baja expectativa de vida.

Partiendo de las principales características [3], recogidas en la Tabla 8, se ha definido un consumo del electrolizador de 4 kWh/m³N de H₂.

Tabla 8. Características de electrolizadores de membrana polimérica.

| Electrolizadores PEM | |
|--|-----------|
| Estado de desarrollo | Comercial |
| Consumo [kWh/m ³ H ₂] | 5,2-7,5 |
| Consumo futuro [kWh/ m ³ H ₂] | 4-4,8 |

El consumo del electrolizador determina en gran medida el rendimiento de la instalación, ya que un menor consumo permite almacenar CH₄ con un menor gasto energético. El cálculo de la producción de H₂ se realiza dividiendo la electricidad de entrada al electrolizador por su consumo.

$$m^3 N H_2 = \frac{E_{ELEC}}{CE} \quad (5)$$

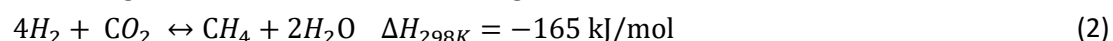
E: electricidad de entrada al electrolizador

CE: consumo electrolizador

El tamaño del electrolizador viene determinado por su pico de consumo horario a lo largo del año, este resultado se presenta en la Sección 3.6.

3.5.4 Metanización, reacción de Sabatier

La Reacción 2, descubierta por Paul Sabatier es la esencia de este proyecto de PtG, necesaria para conseguir un almacenamiento de energía renovable en forma de CH₄.



La metanización en reactores con catalizadores de base níquel se consigue prácticamente con selectividades del 100% [3]. En consecuencia, es lo que se considera para este trabajo. Si bien, en caso de que el proyecto resulte viable, serían necesarios estudios detallados de ingeniería química de reacción. Deberían realizarse análisis del número de etapas necesarias, de las recirculaciones a realizar, de los posibles catalizadores a emplear y de la cinética de reacción.

Ahora, para obtener rendimientos altos, es necesario que la corriente de CO₂ sea lo más pura posible, ya que la presencia de agua contamina el catalizador. Además, la reacción de Sabatier requiere un precalentamiento hasta 300°C de los gases de entrada y unas presiones de entrada de 30 bar [6]. Estos gases de entrada, según la estequiometría de reacción, se introducen con una proporción 4H₂: CO₂ [6].

Se deben tener en cuenta los requerimientos de presión a la entrada del metanizador, tanto del CO₂ como del H₂. El CO₂ se introduce desde los tanques de almacenamiento en los que se encuentra a una presión mayor, por lo que debe reducir su presión para poder reaccionar correctamente. Por otro lado, el H₂ proviene del electrolizador, en el que según [3], se pueden conseguir unas presiones de salida de hasta 100 bar, igualmente, mediante expansiones, se logra la presión requerida.

Existen planteamientos sobre cómo conseguir estos requisitos en [6], o sobre diferentes tipos de reactores en [3]. No obstante, a efectos prácticos para este trabajo, interesa conocer que se consiguen selectividades del 100% y que la corriente de salida de CH₄ se puede refrigerar hasta una temperatura de 30°C.

Es importante destacar que el rendimiento energético que se consigue a la salida del metanizador es del 61.2%. Definido como el cociente entre la energía eléctrica de entrada al electrolizador, energía renovable acumulada, y la energía en PCI del CH₄ producido (Ecuación 6).

$$\eta_e = \frac{E}{PCI \cdot m_{CH_4}} \quad (6)$$

3.5.5 Tanques de almacenamiento de gases y etapas de compresión

3.5.5.1 Presión y temperatura de almacenamiento

La instalación cuenta con tanques de almacenamiento de CH₄, CO₂ y O₂. Son los encargados de permitir el almacenamiento de energía que se emplea para satisfacer la demanda térmica, así como de almacenar el CO₂ y el O₂ de forma que puedan ser empleados cuando se requiera.

Para permitir el funcionamiento de la instalación, las entradas a los equipos tienen que estar a una presión inferior a la presión de almacenamiento. Para simplificar los cálculos se va a definir una misma presión de almacenamiento para las tres sustancias. Esta presión debe permitir que las tres sustancias estén en su estado gaseoso, es decir, que ninguna de ellas llegue a la región supercrítica (Figura 17), ni se encuentra a una temperatura suficientemente baja a esa presión para que el gas sature.

Con ayuda de Engineering Equation Solver, [17], se han obtenido las presiones críticas de cada uno de ellos (Tabla 9).

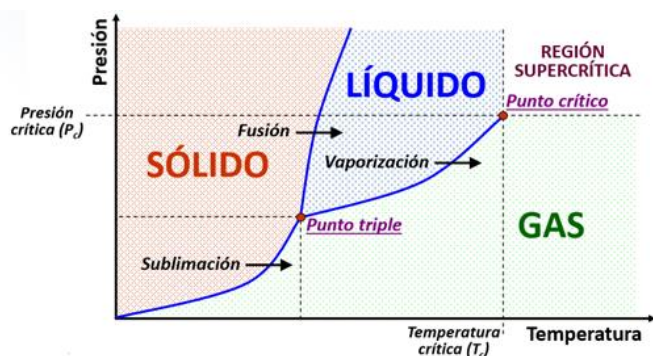


Figura 17. Equilibrio de fase de componentes puros [16].

Tabla 9. Presión crítica de los componentes.

| Componente | Presión crítica [bar] |
|-----------------|-----------------------|
| CH ₄ | 45,99 |
| CO ₂ | 73,77 |
| O ₂ | 50,43 |

Con estas premisas, se determina una presión de almacenamiento de 40 bar, puesto que no se supera la presión crítica de ninguno de los componentes. Además, la temperatura de los tanques debe ser lo relativamente elevada para que las sustancias se encuentren en el estado de vapor sobrecalentado. Se plantea la instalación de los tanques en una cámara en la que en ningún caso se superen los 20°C a lo largo del año. Se trabaja en el lado de la seguridad, ya que es probable que en invierno la temperatura esté por debajo de 20°C y los gases ocupan menos volumen. Asimismo, se comprueba mediante [17] que las tres sustancias a la presión y temperatura de trabajo estén en estado gaseoso. En el Anexo 8 se tienen los diagramas T-s de las tres sustancias, en ellos se puede observar que a una presión de 40 bar y una temperatura de 20°C los tres componentes se encuentran en el estado de vapor sobrecalentado.

3.5.5.2 Etapa de compresión

A continuación, se describen los equipos de compresión que tiene el sistema. Dado que se desea comprimir tres sustancias diferentes, es necesario un sistema de compresión para cada componente.

Se consigue una compresión energéticamente más eficiente si se realiza mediante tres compresores en serie con refrigeración intermedia. Asimismo, con una refrigeración final, se consigue que la temperatura de las corrientes sea de 20°C. El factor de compresión r de cada etapa se determina con la Ecuación 7.

$$r^n = \frac{P_s}{P_e} \quad (7)$$

P_f : presión de salida

P_i : presión de entrada

n : número de etapas

r : relación de compresión

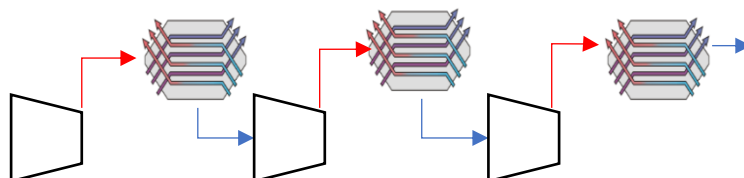


Figura 18. Línea de compresión con etapas de refrigeración intermedias.

En las tres líneas, la presión de entrada es de 1 bar, y la presión de salida de 40 bar. Por lo tanto, el factor de compresión es de 3,42. No obstante, se deben compensar las pérdidas de carga que se producen en los intercambiadores de calor. Consecuentemente, un valor de 3.5 es adecuado para conseguir la presión requerida.

Estos compresores se alimentan de electricidad alterna (como ya se ha explicado en la Sección 3.5.1), que va a ser aportada por las placas solares a través del inversor. Por tanto, es crucial tener en consideración este consumo, ya que va a ser energía que no alimente al electrolizador. Para determinar los consumos de las líneas de compresión se parte de dos condiciones de temperatura. En primer lugar, hay que separar la compresión del CO₂, ya que se introduce en los compresores a una mayor temperatura. A la salida de la caldera, el CO₂, después de las etapas de condensación, se refrigera hasta conseguir una temperatura de entrada de 50°C. Por otro lado, el CH₄ y el O₂ salen del metanizador y del electrolizador a una temperatura más baja. En la peor situación, se puede conseguir introducir estas sustancias a una temperatura de 30°C.

Estas son dos condiciones de las que se parte en este cálculo. No obstante, las ecuaciones con las que se ha obtenido el consumo de los compresores y el consumo de la compresión en cada mes se encuentran reflejadas en el Anexo 9.

Los resultados obtenidos se recogen en la Tabla 10 y la Tabla 11, las cuales reflejan respectivamente los consumos de cada línea de compresión y la energía empleada en la compresión en cada mes.

Tabla 10. Consumos de las líneas de compresión.

| Línea | Consumo [kWh/m ³] |
|----------------------------------|-------------------------------|
| O ₂ y CH ₄ | 0,165 |
| CO ₂ | 0,173 |

Tabla 11. Consumo mensual empleado en la compresión.

| Mes | Consumo compresión [kWh] |
|------------|--------------------------|
| Junio | 100 |
| Julio | 107 |
| Agosto | 100 |
| Septiembre | 93 |
| Octubre | 73 |
| Noviembre | 78 |
| Diciembre | 74 |
| Enero | 82 |
| Febrero | 94 |
| Marzo | 82 |
| Abril | 107 |
| Mayo | 106 |
| TOTAL | 1.094 |

Como se puede observar, son unos consumos considerables, esto se debe a que el funcionamiento de la compresión es bastante continuado en el tiempo. Ahora que ya se han definido los consumos de las etapas de compresión y se conocen todos los consumos se puede realizar el balance energético anual completo.

3.5.6 Caldera de oxidación

La oxidación es un proceso de combustión en el que, en vez de alimentar la caldera con aire, se alimenta con una mezcla de gases. Esta mezcla está formada mayoritariamente por O₂, y en menor cantidad, gases de combustión recirculados (CO₂ y H₂O) [5]. Ahora bien, en el proyecto aquí planteado, la entrada de gases a la caldera va a estar formada únicamente por un comburente y un combustible. El comburente es el O₂ generado en la electrolisis, y el combustible es el CH₄ producido en la metanización.

Aprovechar el O₂ de la electrolisis es un punto a favor frente a otros proyectos PtG, ya que se no se tiene una penalización energética en la captura de una corriente de O₂ [5].

En la reacción de combustión se generan unos gases de escape, según la Reacción 3, que se componen de H₂O y CO₂. Dado que el combustible de la caldera es el CH₄ generado, no se producen inquemados, ni restos de NO₂, SO₂ y N₂ que penalizarían el rendimiento. No se debe olvidar que al final de la oxidación se desea obtener una corriente de CO₂ lo más pura posible. Si esta corriente solamente contiene humedad, se puede aislar fácilmente, sin mucha penalización energética, a través de una serie de etapas de condensación [5].

Estos gases de escape se encuentran a alta temperatura, por lo que pasan a través de una serie de intercambiadores de calor calentando un fluido, que es el encargado de calefactar el aire interior de la vivienda. Aunque los gases de escape ya hayan cedido parte de su energía, siguen estando a una temperatura elevada, por lo que se emplean en el precalentamiento del comburente, mejorando con este proceso la eficiencia del sistema [5].

Una visión más global del funcionamiento de la oxidcombustión, así como de las corrientes de entrada y salida, se tiene en la Figura 19.

Una vez que se cuenta con una corriente de CO_2 aislada a 50°C , después de las etapas de condensación, se introduce el CO_2 en la etapa de compresión para ser almacenado en su tanque correspondiente a la presión y temperatura adecuada.

Cabe mencionar que no se ha encontrado en la bibliografía referencias de instalaciones reales de oxidcombustión combinadas con PtG con propósitos térmicos [5]. Sin embargo, sí existen instalaciones de oxidcombustión de gran tamaño alimentadas con carbón como la de CIUDEN en Ponferrada, León [18]. Por lo tanto, se considera que puede ser escalable en tamaño y en combustible, puesto que aquí se alimentaría con CH_4 . Se supone un rendimiento térmico del 90% en PCI del CH_4 , el cual queda determinado según la Ecuación 8.

$$\eta_{\text{CALDERA}} = \frac{Q}{\text{PCI} \cdot m_{\text{CH}_4} + W_{\text{auxiliar}}} \quad (8)$$

El dimensionamiento de la caldera se realiza de acuerdo con la mayor carga térmica horaria, que es de 4kW en los meses de invierno. De modo que teniendo en cuenta el rendimiento del 90%, una caldera de 4,5 kW es suficiente.

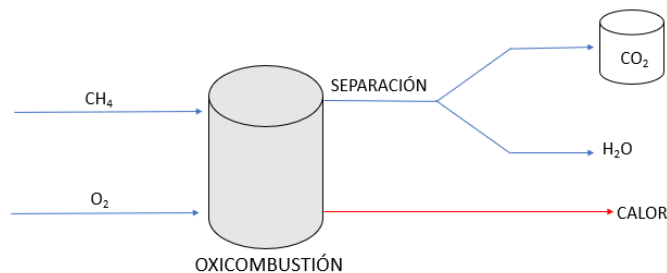


Figura 19. Esquema gráfico de oxidcombustión.

3.6 Dimensionamiento de equipos principales

Llegados a este punto, es necesario conocer el tamaño del generador fotovoltaico, de los tanques de almacenamiento, del electrolizador y del inversor. En consecuencia, se fija un número de módulos fotovoltaicos capaces de generar la energía eléctrica suficiente para producir un CH_4 que almacene la energía necesaria. Evaluando los consumos, y las producciones de los tanques mes a mes, se instala el número necesario de paneles que permite que en ningún mes se vacíe el tanque de CH_4 . En un proceso iterativo se determina que el número mínimo de módulos es 114.

Tabla 12. Parámetros del generador fotovoltaico.

| Generador fotovoltaico | |
|--|-------|
| Potencia nominal módulo (Pn) [W/m ²] | 194 |
| Área [m ²] | 1,3 |
| Número de módulos a instalar | 114 |
| Área del generador [m ²] | 143,7 |
| Potencia generador [kWp] | 27,9 |

Según la relación de potencia pico entre inversor y potencia pico del generador se obtienen los siguientes valores:

Tabla 13. Configuración maestro esclavo de inversión.

| Configuración maestro esclavo de inversión | |
|--|------|
| Potencia generador [kWp] | 27,9 |
| Reducción de potencia inversión [%] | 20% |
| Potencia del conjunto de inversores [kW] | 22,3 |
| Número de inversores | 3 |
| Potencia inversor [kW] | 7,5 |

De acuerdo con estas características, se eligen 3 inversores de SMA Sunny Mini Central 8000TL [15]. En el Anexo 10 se pueden encontrar la hoja de características completa.

De una misma manera, para cada tanque se determina el mes con el volumen máximo almacenado, que es el que determina el tamaño del tanque. Las gráficas que representan los volúmenes de los tanques se encuentran en la Sección 4, en ellas se puede observar que los máximos se corresponden con los tamaños de los tanques.

Tabla 14. Volumen de los tanques del almacenamiento.

| Tanque | Volumen [m ³] |
|-----------------|---------------------------|
| CH ₄ | 21 |
| CO ₂ | 26 |
| O ₂ | 44 |

Otro de los equipos que es necesario dimensionar es el electrolizador. La potencia del electrolizador queda determinada por su pico de consumo a lo largo del año. Este pico se produce en las horas en las que la diferencia entre la energía generada y la demanda es máxima. Este pico de consumo horario llega a los 13 kWh en algunos meses, como se observa en la Figura 20, por lo tanto, un tamaño de 13kW es adecuado.

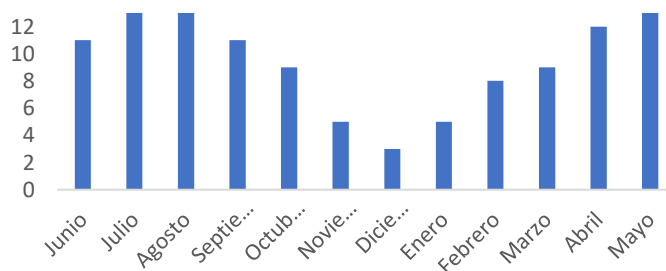


Figura 20. Picos de consumo horario en el electrolizador.

Se ha determinado en la Sección 3.5.5 el consumo de los compresores, pero la potencia de los equipos se determina en este apartado, puesto que hasta ahora no se tenía información suficiente. De la misma manera que se ha realizado con el electrolizador, se determina la potencia pico del motor de cada línea de compresión siguiendo el método explicado en el Anexo 11, estos picos de potencia aparecen reflejados en la Figura 21, Figura 22, y Figura 23. El máximo anual es el que determina el tamaño del motor de la línea de compresión, lo cual queda recogido en la Tabla 15.

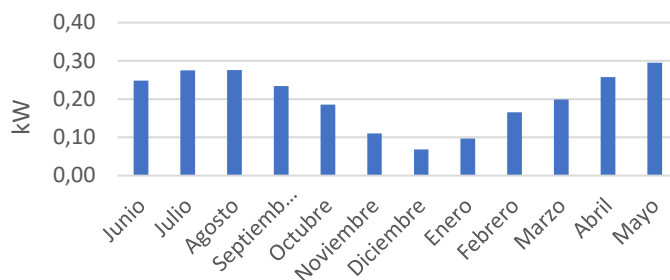


Figura 21. Pico de potencia en cada mes en la línea de compresión de O₂.

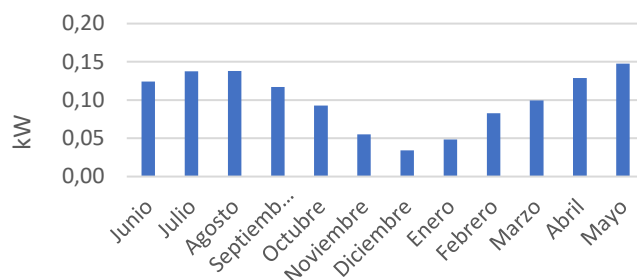


Figura 22. Pico de potencia en cada mes en la línea de compresión de CH₄.

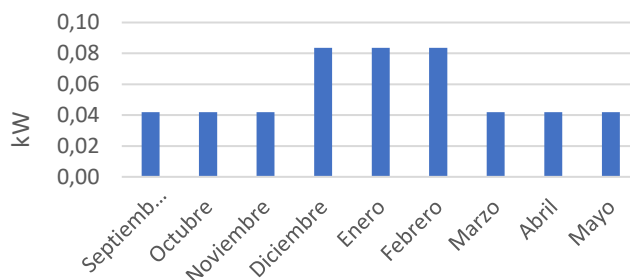


Figura 23. Pico de potencia en cada mes en la línea de compresión de CO₂.

Tabla 15. Potencia de líneas de compresión

| Línea | Potencia [kW] |
|-----------------|---------------|
| O ₂ | 0,13 |
| CH ₄ | 0,15 |
| CO ₂ | 0,08 |

Finalmente, una vez que ya se han dimensionado los equipos principales, se plantea un diagrama de bloques en la Figura 24 que refleja la potencia de los principales equipos y los flujos energéticos.

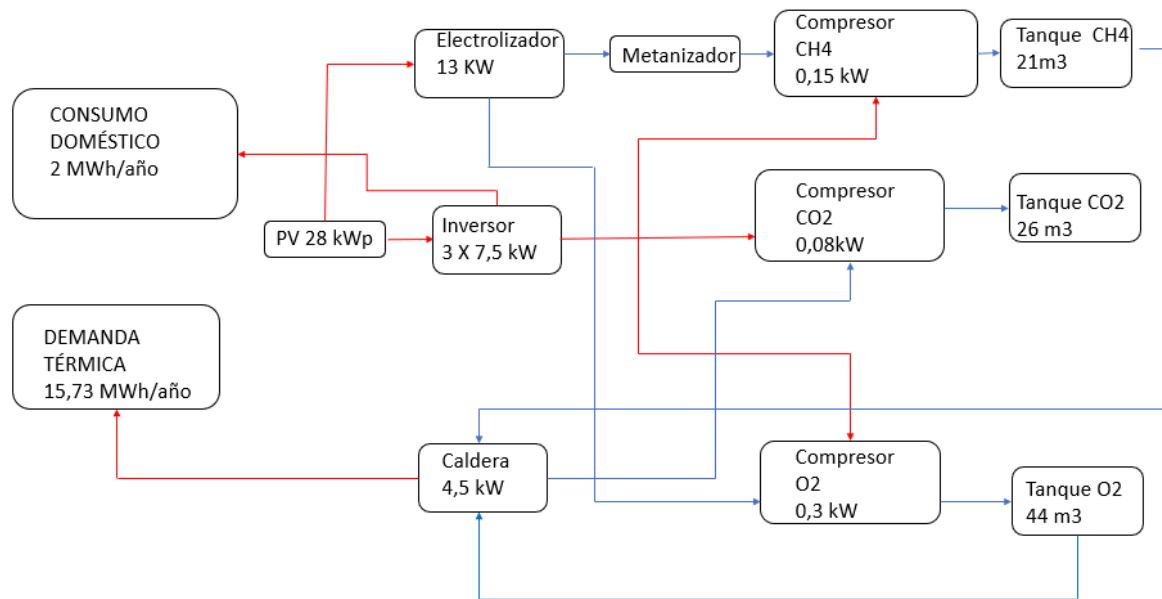


Figura 24. Diagrama de bloques y flujos de la instalación.

4. Funcionamiento y estrategias de operación

Ya se han descrito los equipos necesarios para la operación del sistema, así como el recurso solar disponible, la demanda eléctrica y la demanda térmica. Partiendo de esta base, en este apartado se describe globalmente la operación de la instalación.

Se plantea el funcionamiento de la instalación empezando su operación en el mes de junio. Los tanques de CH_4 y O_2 en este primer momento se encuentran vacíos, a medida que se genera electricidad en exceso, se produce CH_4 y O_2 , acumulando energía. La idea de empezar la operativa en junio radica en que se cuenta con tres meses con producción de CH_4 sin demanda térmica. Además, en estos meses se cuenta con un mayor recurso solar.

Sin embargo, se requiere CO_2 que no hemos generado, ya que no ha habido oxidación hasta ahora. Esta es la razón por la que se debe colocar una precarga de CO_2 , capaz de cubrir las necesidades de la metanización en los meses iniciales.

En el resto de los meses se tiene tanto generación como consumo de los tres componentes, se encuentra en funcionamiento tanto la caldera de oxidación como los equipos de producción de CH_4 .

Para determinar la cantidad de gases acumulados se ha hecho un planteamiento mensual, de manera que se han evaluado tanto los consumos como las producciones mes a mes. Es decir, se parte de un volumen acumulado al comienzo del mes, al cual, al final de mes, se le resta el consumo y se le suma la generación. Realizando estas operaciones para todos los meses se obtiene una visión global del funcionamiento a lo largo de un año.

Se tiene en cuenta que, en el último mes del ciclo de operación, mayo, en los tres tanques se cuenta con cierta cantidad acumulada. En consecuencia, esta cantidad está disponible para el año siguiente. Si bien, si cada año se acumulase en exceso, no se podría operar según se ha descrito. Por consiguiente, se introduce una precarga en el primer año de operación en los tres tanques de la misma cantidad que se tiene al finalizar el año en mayo. De esta forma, el excedente de un año es necesario en el siguiente, y solamente es necesario realizar la precarga en el comienzo de la operación.

El ejemplo gráfico del funcionamiento del sistema se tiene en la Figura 25 y Figura 26.

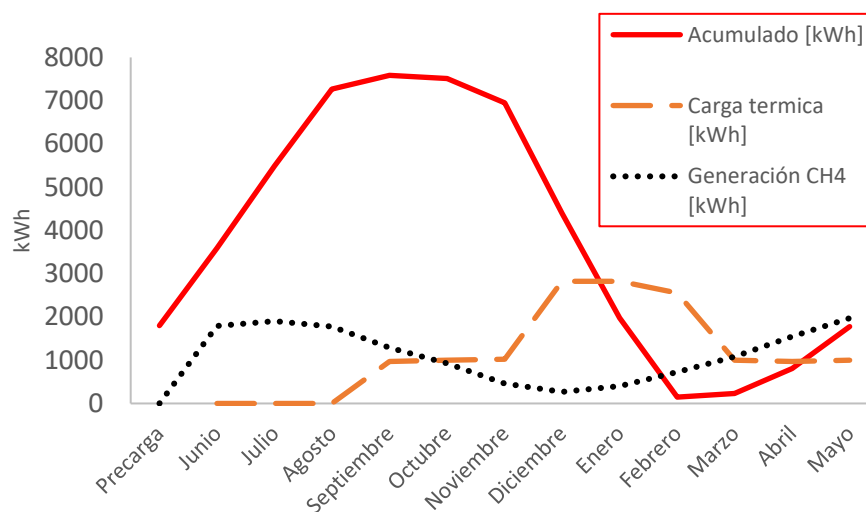


Figura 25. Operación energética en un año de operación.

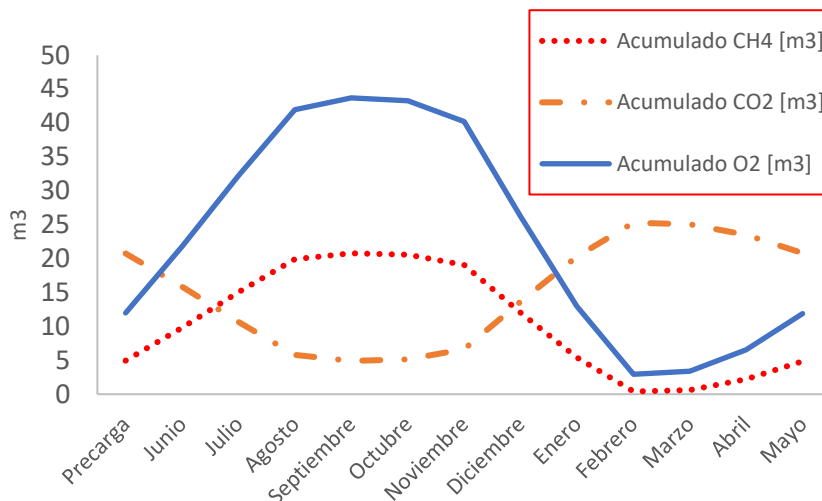


Figura 26. Volúmenes acumulados en un año de operación.

En la Figura 25 se representa la operación térmica de la instalación a lo largo de un año. Se aprecia en los meses de verano un crecimiento de la energía acumulada hasta conseguir un máximo de 7,6 MWh al final de septiembre. Si bien, a partir de octubre, las necesidades de calefacción son mayores que la generación de energía. Por lo tanto, el volumen acumulado empieza a disminuir, esta caída es más pronunciada a partir del mes diciembre, cuando aumenta considerablemente la carga térmica. A partir de marzo se invierte la tendencia, la generación es ligeramente superior a la carga térmica, pero en abril ya es más amplia esta diferencia, llegando al final de mayo a la precarga inicial de 1,8 MWh. Esta energía restante es la que se emplea en el año siguiente.

En cuanto a la Figura 26, se representa la operación de los tanques de acumulación. Igualmente, la operación individual de los tanques de O₂ y CO₂ se corresponde con la Figura 27 y Figura 28. Es apreciable la diferencia de tamaño del tanque de O₂, la razón de esta diferencia viene de la estequiometría de la electrolisis, metanización y oxidación. Con una molécula de agua se obtiene el doble de O₂ que de CH₄, acumulándose en los primeros meses de operación el doble de volumen. Pero, en los meses con necesidad de calefacción, se requieren el doble de moles de O₂ que de CH₄ para alimentar la caldera, teniendo una generación de ambos componentes muy baja debido a la menor irradiación. Para poder abastecer la demanda anual de O₂ se necesita acabar el ciclo con 12 m³, necesarios para la operación del año siguiente.

En cuanto al tanque de CO₂, la tendencia es inversa, los meses de invierno dan lugar a una mayor generación. De forma que, en verano y primavera es cuando se tienen las mayores necesidades, ya que debido a las menores cargas térmicas hay menor generación de CO₂, y sobre todo a la mayor irradiación (en el Anexo 1 se tienen los resultados de irradiación en el emplazamiento). Una mayor irradiación provoca que se tenga que transformar más energía eléctrica en CH₄, y para ello se requiere del CO₂ como ya se ha explicado.

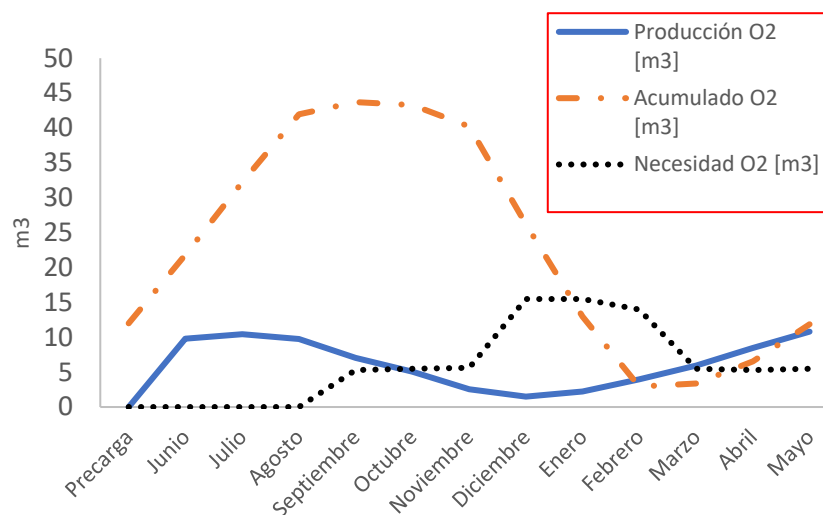


Figura 27. Operación del tanque de O₂ en un año de operación.

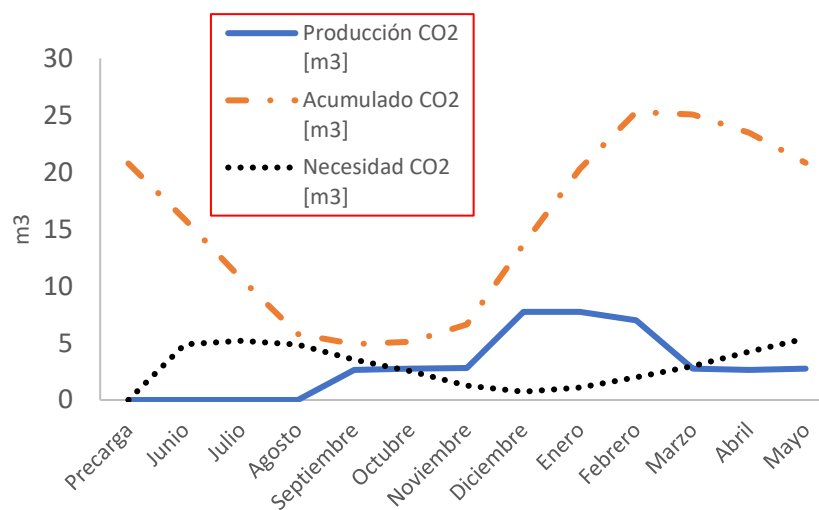


Figura 28. Operación del tanque de CO₂ en un año de operación.

5. Estudio económico

En esta sección se realiza una valoración de la viabilidad del proyecto. En primer lugar, se recogen datos de los costes de los equipos a instalar. Es importante destacar que los datos son de equipos genéricos, tanto en los equipos que se han seleccionado de catálogos de fabricantes como en los equipos descritos por su potencia o volumen. Esto se debe a que la meta del estudio no es realizar un cálculo económico preciso sino una aproximación que aporte los primeros resultados sobre este tipo de proyectos, ya que no se encuentra bibliografía disponible.

Según [19], los sistemas fotovoltaicos alcanzarán en el año 2030 unos costes de 700 €/kW para sistemas fotovoltaicos montados en la superficie, y unos costes de 875 €/kW para sistemas montados en el tejado. Los costes operativos y de mantenimiento son 1,5% y del 1% del coste del equipo respectivamente, la esperanza de vida estimada es de unos 25 años. Se incluye en este coste el precio de los elementos auxiliares, como pueden ser el inversor o el seguidor de potencia. Se toma el coste de inversión de los módulos fotovoltaicos montados en la superficie, ya que el campo de colectores solares tiene un tamaño demasiado grande como para estar situado en el tejado.

El coste de los módulos fotovoltaicos, así como de los elementos auxiliares, se está reduciendo gracias a los avances tecnológicos y a su mayor demanda. Por ejemplo, en [20] se señala que el precio de los módulos fotovoltaicos ha caído considerablemente, en la Figura 29 se observa la tendencia seguida hasta el año 2014, en concreto, desde el año 2007 hasta el año 2014 el precio ha disminuido un 85%.

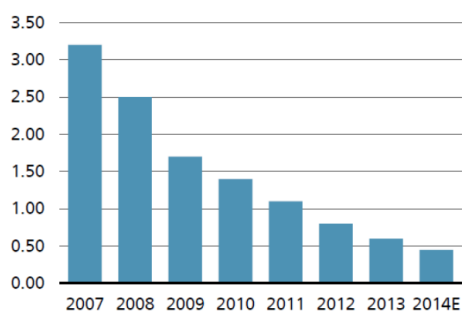


Figura 29. Precios de módulos fotovoltaicos en €/kW desde el año 2007 [20].

Respecto al electrolizador, en [3], se señala que ya en el 2020 el coste de un electrolizador PEM estará en torno a 1250 €/kW. Por otro lado, en [4], se indica que el coste actual estaba alrededor de 2000 €/kW en el año 2015 y se espera que en el 2030 esté en torno a 500€/kW.

En [19] se señala que el coste del PtG, incluyendo el coste del electrolizador y del metanizador, en el año 2030, estará en 900 €/kW con un coste de operación y de mantenimiento del 2% y una operación estimada de 20 años. De ahora en adelante, este valor es el que se toma para el análisis económico, asimismo, la potencia que determina el tamaño del sistema PtG será la potencia del electrolizador (13kW).

En la bibliografía se señala que la vida estimada de una instalación de PtG es de 20 años, mientras que de la instalación fotovoltaica se estima una vida de unos 25 años. Sin embargo, en la realización del estudio se realizará una amortización en 30 años, ya que con un mantenimiento adecuado se espera poder alargar la vida útil de la instalación.

Para poder analizar el coste de los depósitos se debe obtener en primer lugar el volumen de acero que se emplea en su construcción, lo cual se calcula en el Anexo 12. De acuerdo con [21], el precio del acero está en torno a 0,68 €/kg y 1,06€/kg, consecuentemente, se toma el valor

medio de 0,87 €/kg. No obstante, en la construcción del depósito, aparte del material, se deberían incluir otros aspectos, pero dado el carácter académico de este estudio, tener en cuenta el coste de material se considera una buena aproximación.

Estas inversiones son las más determinantes e importantes, ya que el coste de los compresores, al ser equipos de poca potencia va a ser reducido. El coste de la caldera de oxcombustión es comprable al que se tendría con una caldera convencional de gas. Es decir, una caldera es necesaria en ambos planteamientos, por ello, no se incluye.

En la Tabla 16 se muestran los valores del coste de inversión de los equipos que se consideran.

Tabla 16. Inversión en los equipos y coste operativo.

| Equipos | Coste de equipos | | | Costes operativo | |
|------------|------------------|---------|----------|------------------|----------|
| | €/kW ó €/kg | kW ó kg | € | % | € |
| Sistema Pv | 700 | 28 | 19.519 € | 1,5% | 292,79 € |
| PtG | 900 | 13 | 11.700 € | 2,0% | 234,00 € |
| Tanques | 0,87 | 12.005 | 10.445 € | - | - |
| TOTAL | | | 41.664 € | | 527 € |

Se realiza paralelamente el análisis del precio de la energía, de la electricidad de red y del gas natural. De acuerdo con [22], el precio de la electricidad de red en Alemania es de 0,301€/kWh, y el del gas natural de 0,06 €/kWh.

El precio de la electricidad ya ha aumentado considerablemente en los últimos años, mientras que en el precio del gas todavía no se ha reflejado un incremento notable. En estos momentos, el precio del gas natural en Alemania se encuentra incluso por debajo de la media europea de 0,067 €/kWh. No obstante, es de esperar que el precio del gas se incremente debido a la escasez de recursos e inestabilidades políticas. Por esta razón, se decide realizar el estudio económico con el precio medio europeo actual, ya que es esperable que se incremente en los próximos años.

En primer lugar, la Tabla 17 muestra el balance económico energético que se tiene con la instalación de PtG y sin ella. Si solamente se tiene en cuenta el precio de la energía, el ahorro que se logra frente a una instalación convencional es de un 63%.

Como valor residual de la instalación se considera que los tanques de almacenamiento al final de los 30 años pueden seguir valiendo el 65% de lo que costaron, de la instalación de PtG y de la fotovoltaica se estima que se puede aprovechar el 30% del importe total. Todo el cableado, soportes de los paneles, tuberías o válvulas siguen teniendo valor al final de los 30 años y pueden seguir funcionando.

En el Anexo 13 se encuentra la Tabla 25, la cual contiene los valores de amortización en cada periodo, así como el incremento que se produce en el precio respecto al coste energético de una instalación convencional. Se observa que hasta el periodo 17 el coste anual se incrementa un 33%, mientras que los últimos 12 periodos se reduce el pago anual en un 37%. En total, se produce un incremento del 4%.

Tabla 17. Balance económico energético.

| | |
|--------------------------|------------|
| Gasto energético sin PtG | 1.987,34 € |
| Gasto energético con PtG | 728,99 € |
| Ahorro energético | 1.258,35 € |
| % Ahorro energético | 63% |

Mientras que en la situación planteada se produce un incremento del coste del 4%, si el coste de la energía aumenta por encima de ciertos valores, esta tendencia se invierte, resultando más económica la opción de PtG. Por ejemplo, si el precio de la energía aumentase un 5%, no se producen diferencias en el coste global. Por encima de este valor, un precio de electricidad de 0,316 €/kWh y de 0,07035 €/kWh de gas natural, se ahorra dinero con el proyecto de PtG frente a una instalación convencional (Figura 30).

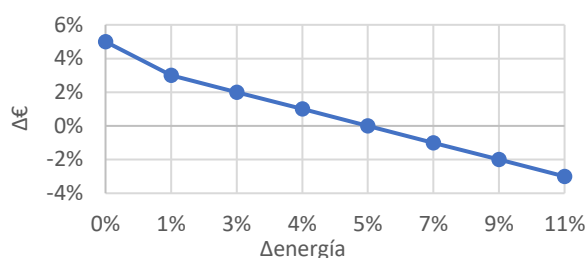


Figura 30. Incremento económico frente a incremento del precio de la energía.

6. Conclusiones

En todo proyecto de energías renovables no solo hay que mirar el balance económico, sino que también se deben poner en valor todas las ventajas medioambientales que conlleva. A continuación, se explican las ventajas que introduce el sistema.

En primer lugar, se consigue una cantidad importante de autoconsumo eléctrico renovable. La Figura 31 y Figura 32 muestran los consumos de electricidad a lo largo del año y los porcentajes de electricidad renovable mensuales. El mayor porcentaje de electricidad renovable, un 66%, se logra en los meses de junio, julio y mayo, mientras que el valor mínimo se produce en diciembre con solamente un 26%.

La Tabla 18 recoge los datos anuales con el ahorro en consumo eléctrico conseguido a un precio de la electricidad como el del estudio económico. En la vivienda se consumen 4,47MWh eléctricos anuales, de los que 2MWh son generados por el sistema fotovoltaico. En otras palabras, el 46% de la electricidad consumida es completamente autoproducida y renovable.

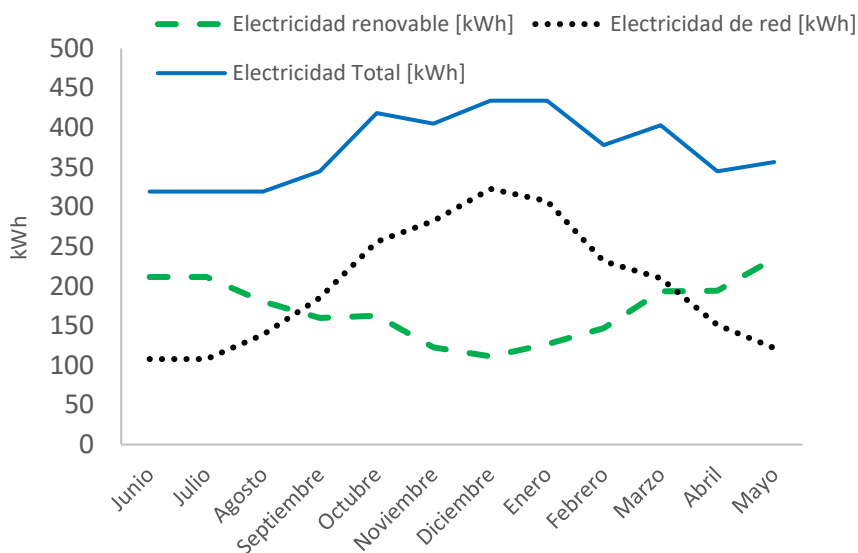


Figura 31. Evaluación de los consumos eléctricos en un año de operación.

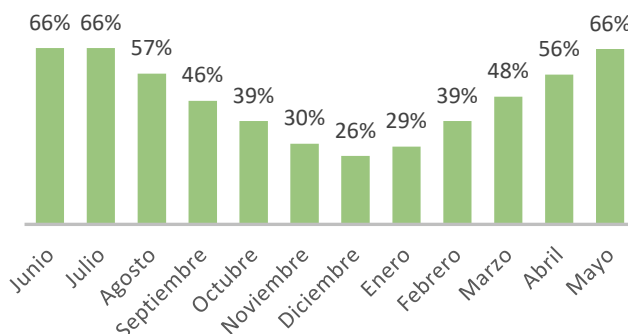


Figura 32. Porcentaje de electricidad renovable en un año de operación.

Tabla 18. Tabla resumen de electricidad doméstica.

| Mes | Elec. renovable [kWh] | Ahorro renovable [€] | Elec. red [kWh] | Consumo de red [€] | Elec. Total [kWh] |
|------------|-----------------------|----------------------|-----------------|--------------------|-------------------|
| Junio | 211 | 64 | 108 | 32 | 319 |
| Julio | 211 | 64 | 108 | 32 | 319 |
| Agosto | 180 | 54 | 139 | 42 | 319 |
| Septiembre | 160 | 48 | 185 | 56 | 345 |
| Octubre | 162 | 49 | 256 | 77 | 419 |
| Noviembre | 123 | 37 | 282 | 85 | 405 |
| Diciembre | 111 | 33 | 323 | 97 | 434 |
| Enero | 127 | 38 | 307 | 92 | 434 |
| Febrero | 147 | 44 | 231 | 70 | 378 |
| Marzo | 193 | 58 | 210 | 63 | 403 |
| Abril | 194 | 58 | 151 | 45 | 345 |
| Mayo | 235 | 71 | 122 | 37 | 357 |
| TOTAL | 2.055 | 619 € | 2.422 | 729 € | 4.477 |

Sin embargo, como ya se ha dicho, la electricidad es una pequeña parte de la energía consumida en la vivienda, ya que la energía térmica anual consumida es mucho mayor, 14MWh. La Figura 34 muestra el porcentaje energético que representa la energía térmica mes a mes, anualmente este valor es de un 76%.

Dado que toda esta energía es obtenida de forma renovable, el porcentaje de energía renovable, incluyendo electricidad y calor, es muy elevado. El más alto se da en los meses de invierno, concretamente, el valor más elevado se da en febrero, consiguiendo consumir el 92% de la energía de forma sostenible. Anualmente, la energía renovable es el 87%, lo que equivale a 16 MWh de los 18,6 MWh que se consumen anualmente en la situación planteada. En términos económicos, el ahorro en energía térmica que se obtiene se puede observar en la Tabla 19.

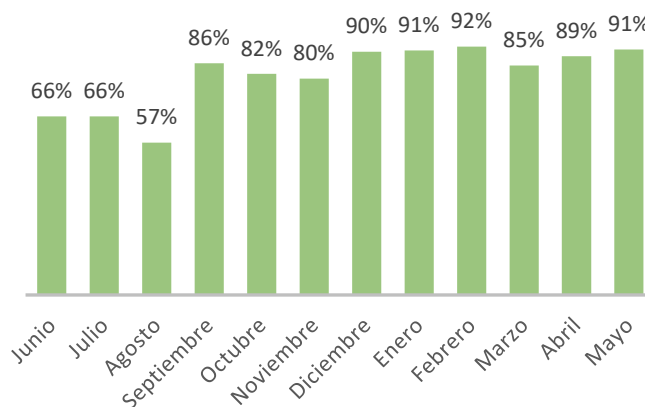


Figura 33. Porcentaje de energía renovable en un año de operación.

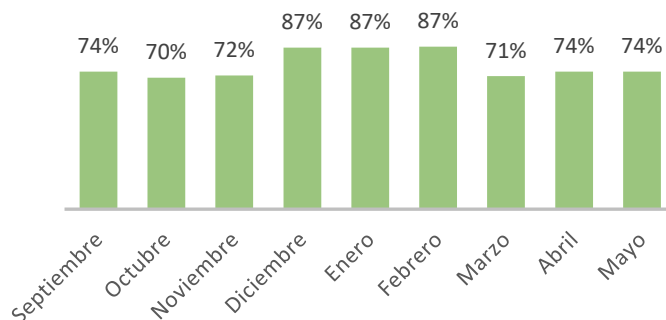


Figura 34. Porcentaje energético que representa la energía térmica en un año de operación.

Tabla 19. Tabla resumen de la energía térmica doméstica.

| Mes | Carga térmica [kWh] | Ahorro térmica renovable [€] |
|--------------|---------------------|------------------------------|
| Junio | 0 | 0 |
| Julio | 0 | 0 |
| Agosto | 0 | 0 |
| Septiembre | 968 | 65 |
| Octubre | 1000 | 67 |
| Noviembre | 1022 | 68 |
| Diciembre | 2824 | 189 |
| Enero | 2824 | 189 |
| Febrero | 2551 | 171 |
| Marzo | 1000 | 67 |
| Abril | 968 | 65 |
| Mayo | 1000 | 67 |
| TOTAL | 14.156 | 949 € |

El cuadro resumen del ahorro energético completo se tiene en la sección anterior, en la Tabla 17.

Gracias a la recirculación de CO₂ y su empleo en la generación de CH₄ se consigue reducir la emisión de gases de efecto invernadero. Concretamente, se dejan de emitir directamente 2,8 toneladas de CO₂ cada año, además, dado que no se producen inquemados como ocurre con las calderas de carbón, no se emite NO₂ ni SO₂. Con una vida útil de 30 años, se dejan de emitir 84 toneladas directamente.

Indirectamente, también se disminuye la producción de CO₂, ya que la parte eléctrica renovable no genera CO₂ en su producción y la consumida de la red en una proporción importante sí. Según [23], en el año 2018, un 48,3% de la generación eléctrica en Alemania se obtuvo a través de la combustión de combustibles fósiles.

Otra ventaja destacada es que se da solución a la volatilidad de las energías renovables. Plantea un sistema de almacenamiento a gran escala de los excesos temporales de energía,



permitiendo el uso de la energía cuando se requiere. Además, se consume la energía en el punto de generación, avanzando en el concepto de net zero energy building.

Económicamente, el proyecto resulta viable con las perspectivas de costes con las que se realiza el estudio, ya que solamente con un incremento del coste total del 4%, unos 2.200€, se consiguen las numerosas ventajas que se han explicado.

No obstante, como se ha demostrado, si el precio de la energía aumenta más de un 5% se empiezan a obtener beneficios. Pero se debe tener en cuenta que, tanto el valor residual de la instalación al final del periodo de amortización, como el precio del gas en un futuro son estimaciones. En el caso de plantearse la realización de un proyecto de estas características se debe profundizar en estos aspectos. Lo que sí está claro, es que, en un periodo de diez años, el precio de la energía no va a disminuir por debajo del valor actual, sino que seguirá incrementándose.

Por otro lado, el punto crítico de la instalación es el almacenamiento, los tanques requeridos son muy voluminosos (44, 26 y 21 m³). Este gran tamaño, dispara el coste de la instalación, ya que los 12.000 kg de acero que se necesitan se traducen en 10.445 €, lo que representa un 25% del coste de la instalación. Una de las posibles alternativas es plantear un almacenamiento a una temperatura más baja, obtenida a través de un sistema de refrigeración adecuado. Se introduciría el coste del equipo de refrigeración, así como un consumo energético adicional, pero se puede compensar el coste con la reducción en los tamaños de los tanques. Otra opción, es el planteamiento del almacenamiento con los gases licuados a baja temperatura en tanques especiales de un tamaño más reducido.

Al mismo tiempo, existe la alternativa de alimentar a la red de gas natural directamente a través de un precio por el kWh de CH₄ producido, aunque se eliminan las ventajas de autoconsumo total en calefacción y de total reducciones de CO₂. Si bien, no deja de ser una posibilidad para estudiar.



7. Referencias

- [1] Aranda, A., & Scarpellini, S. Análisis de viabilidad económico-financiero de un proyecto de energías renovables. Zaragoza, España: Prensas universitarias de Zaragoza, 2009.
- [2] W. Steffen, Planetary boundaries: Guiding human development on a changing planet, *Science*, vol. 347, pp. 736, Feb 2015).
- [3] Götz, M., Lefebvre, J., Mörs, F., McDaniel Koch, A., Graf, F., Bajohr, S., ... Kolb, T. (2016). Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review. *Renewable Energy*, 85, 1371–1390.
<https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.07.066>
- [4] Schiebahn, S., Grube, T., Robinius, M., Tietze, V., Kumar, B., & Stolten, D. (2015). PtG: Technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany. *International Journal of Hydrogen Energy*, 40(12), 4285–4294.
<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.01.123>
- [5] Bailera, M., Lisbona, P., & Romeo, L. M. (2015). PtG-oxyfuel boiler hybrid systems. *International Journal of Hydrogen Energy*, 40(32), 10168–10175.
<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.06.074>
- [6] Bailera, M., Lisbona, P., Romeo, L. M., & Espatolero, S. (2016). PtG-biomass oxycombustion hybrid system: Energy integration and potential applications. *Applied Energy*, 167, 221–229.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.10.014>
- [7] Fischer, D., Wolf, T., Scherer, J., & Wille-haussmann, B. (2016). A stochastic bottom-up model for space heating and domestic hot water load profiles for German households. *Energy & Buildings*, 124, 120–128.
<https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2016.04.069>
- [8] Zabalza, I., Aranda, A. *Ecodiseño en la edificación*. Zaragoza, España: Prensas universitarias de Zaragoza 2011.
- [9] “Park Babelsberg 6, 14482 Potsdam, Alemania”. Imágenes © Google, Datos del mapa ©2019 GeoBasis-DE/BKG (©2019), Google. “Escala indeterminada”, Marín Olivares Julián, “GoogleMaps”.
<<https://www.google.es/maps/place/Park+Babelsberg+6,+14482+Potsdam,+Alemania/@52.399067,13.0926366,63m/data=!3m1!1e3!4m5!3m4!1s0x47a8f5fbfcc589e1:0x8aaf7a6b0af99af7!8m2!3d52.39891!4d13.0926699?authuser=0>> (3 de mayo de 2019)
- [10] Bayod, A. *Sistemas fotovoltaicos*. Zaragoza, España: Prensas universitarias de Zaragoza, 2009.



- [11] “Tecnología energética”, apuntes de clase de 60804, Departamento Ingeniería Mecánica, Universidad de Zaragoza, primer cuatrimestre de 2017.
- [12] Comisión Europea. Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) [Online]. Disponible:
<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?lang=es&map=europe> . Consultado[22 jun. 2019]
- [13] Catálogo Panasonic HIT-240/HIT-240, Panasonic, Munich, Alemania.
- [14] Fischer, D., Härtl, A., & Wille-Haussmann, B. (2015). Model for electric load profiles with high time resolution for German households. *Energy and Buildings*, 92, 170–179.
<https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2015.01.058>
- [15] Catálogo SMA Sunny Mini Central 6000TL/7000TL/8000TL, SMA Solar Technology AG, Niestetal, Alemania.
- [16] “Análisis y diseño de procesos químicos”, apuntes de clase de 60803, Departamento Ingeniería química y tecnologías del medio ambiente, Universidad de Zaragoza, segundo cuatrimestre de 2018.
- [17] Engineering Equation Solver (EES)
- [18] Lupion, M., Diego, R., Loubeau, L., & Navarrete, B. (2011). CIUDEN CCS project: Status of the CO₂ capture technology development plant in power generation. *Energy Procedia*, 4, 5639–5646. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.02.555>
- [19] Kötter, E., Schneider, L., Sehne, F., Ohnmeiss, K., & Schröer, R. (2016). The future electric power system: Impact of Power-to-Gas by interacting with other renewable energy components. *Journal of Energy Storage*, 5, 113–119. <https://doi.org/10.1016/j.est.2015.11.012>
- [20] El instituto de energía solar (octubre 2018). Gráficos significativos energía solar fotovoltaica. Universidad Politécnica de Madrid [online]. Disponible:
https://www.ies.upm.es/sfs/IES/IES-UPM/Portada/2018_PV_Espa%C3%B1a.pdf .[Consultado: 24 jun.2019]
- [21] Ungureanu, C. a, Das, S., & Jawahir, I. S. (2007). Life-cycle Cost Analysis : Aluminum versus Steel in Passenger Cars. *The Minerals, Metals & Materials Society*, 11–24.
- [22] Comisión Europea. Eurostat, <https://ec.europa.eu/> [online]. Disponible:
https://ec.europa.eu/eurostat/cache/energy/prices/enprices.html?products=6000&consumer=HOUSEHOLD&consoms=4161903&unit=KWH&taxs=X_TAX,X_VAT,I_TAX¤cy=EUR&year=2018S2&language=EN&detail=0&dummy=0 .[Consultado: 22 jun.2019]



[23] Appunn, K., Bieler, F., Haas Y., & Wettengel, J. (3 may. 2019). Journalism for the energy transition [Online]. Disponible:
<https://www.cleanenergywire.org/factsheets/germanys-energy-consumption-and-power-mix-charts>. [Consultado: 22 jun. 2019]

[24] 'Mecánica de sólido deformable'', apuntes de clase de 30026, Departamento Ingeniería mecánica, Universidad de Zaragoza, primer cuatrimestre de 2016.

[25] Catálogo Masteel P460 NH/NL1/NL2, Masteel [online]. Disponible:
<https://masteel.co.uk/en-10028/>. Consultado [27/06/2019]



9. Anexos

9.1 Recurso solar mensual

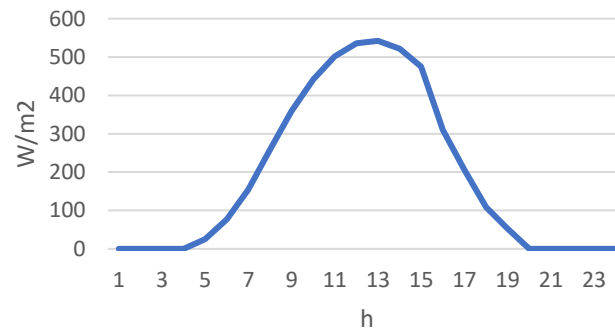


Figura 35. Irradiancia en el mes de julio.

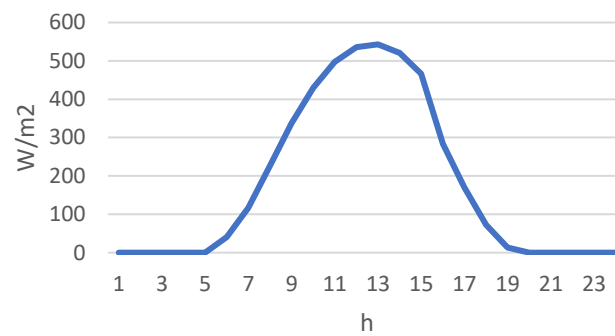


Figura 36. Irradiancia en el mes de agosto.

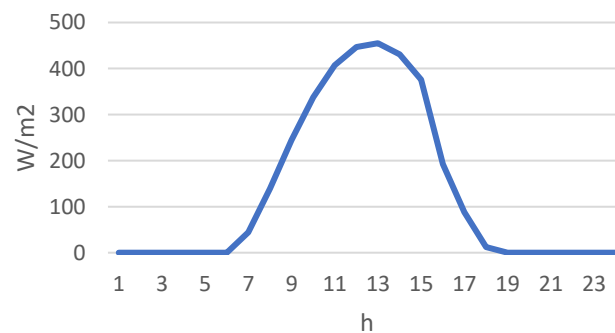


Figura 37. Irradiancia en el mes de septiembre.

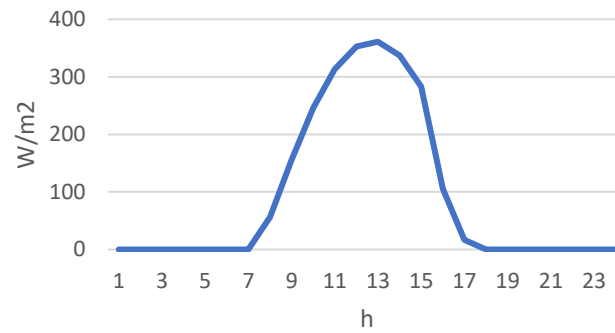


Figura 38. Irradiancia en el mes de octubre.

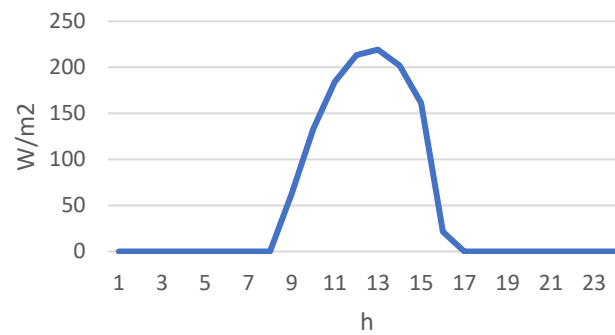


Figura 39. Irradiancia en el mes de noviembre.

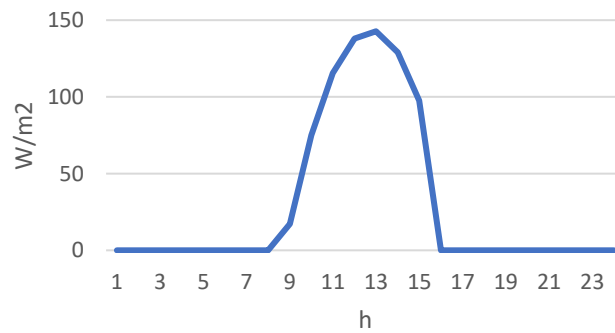


Figura 40. Irradiancia en el mes de diciembre.

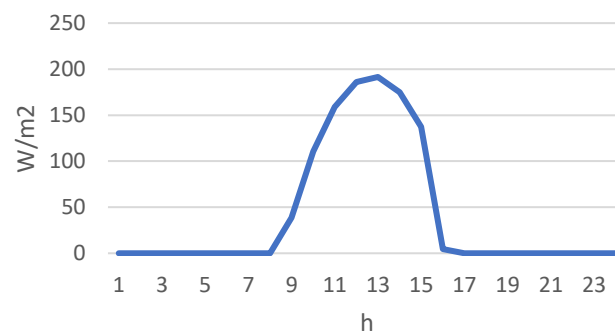


Figura 41. Irradiancia en el mes de enero.

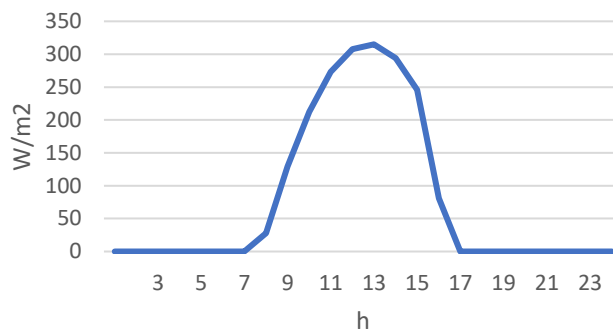


Figura 42. Irradiancia en el mes de febrero.

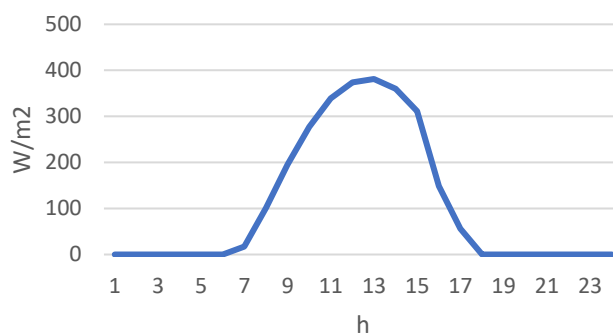


Figura 43. Irradiancia en el mes de marzo.

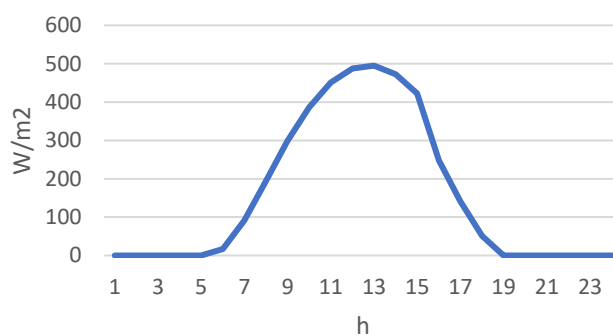


Figura 44. Irradiancia en el mes de abril.

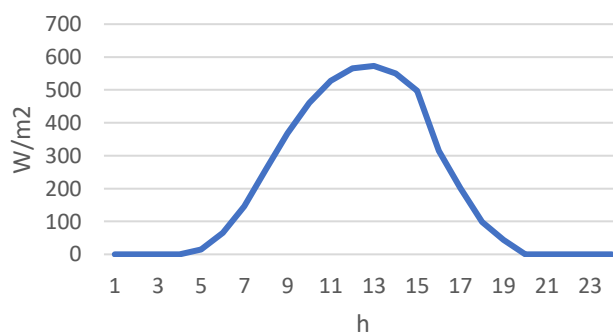


Figura 45. Irradiancia en el mes de mayo.




9.2 Hoja de características de Panasonic HIT-240/HIT-240

Panasonic

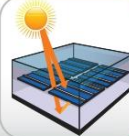
HIT[®] photovoltaic module

HIT-N245
HIT-N240




Water drainage frame

- Rain water is drained off the module surface.
- This avoids not only water accumulation, but also water stains after drying.
- Even in low-angle installations, water drainage corners keep the module clean.



Power from both sides

- HIT[®] cells generate solar electricity simultaneously on the front and on the back side.
- This additional amount of light is combined with the light taken up by the front side of the module.



Vertically integrated factory

- Efficient production flow improves product quality as entire process from wafer to cell is done at the same location.
- No risk of damage of individual components during transportation between factories.

* For N245

19.4%*
194 W/m²



HIT[®] cell technology

The HIT[®] solar cell is made of a thin monocrystalline silicon wafer surrounded by ultra-thin amorphous silicon layers. This product offers the industry's leading performance and value, using state-of-the-art manufacturing techniques. The development of the HIT[®] solar cell was supported in part by the New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO).

Quality

Panasonic is truly committed to quality since it began developing and manufacturing solar PV technology in 1975. Our long track record is supported by our claim-rate of only 0.0036% in our European factory in Dorog, Hungary (as of September 2013).

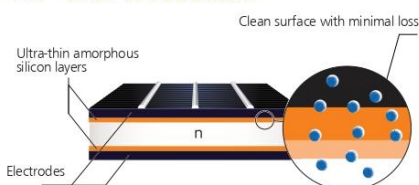
Special features

HIT[®] solar modules are 100% emission free, have no moving parts and produce no noise. The dimensions of the HIT[®] modules enable a space saving installation and the achievement of maximum output power possible on a given roof area.

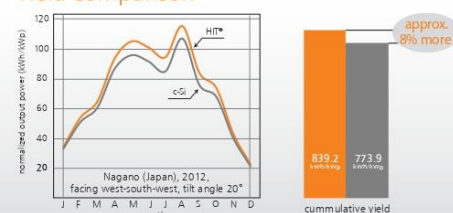
High performance at high temperatures

With its very low temperature coefficient of only -0.29%/°C, the HIT[®] solar cell can maintain a higher efficiency than a conventional crystalline silicon solar cell, even at high temperatures.

HIT[®] solar cell structure



Yield comparison



HIT[®]
Photovoltaic Module

*HIT[®] is a registered trademark of Panasonic Group.

| Model | Cell efficiency | Module efficiency | Output/m ² |
|-------|-----------------|-------------------|-----------------------|
| N245 | 22.0% | 19.4% | 194 W/m ² |
| N240 | 21.6% | 19.0% | 190 W/m ² |

Panasonic Eco Solutions Energy Management Europe
SANYO Component Europe GmbH

www.eu-solar.panasonic.net



Electrical and Mechanical Characteristics N245, N240

EN

Electrical data (at STC)

| | VBHN245J25 | VBHN240J25 |
|---------------------------------|------------|------------|
| Max. power (Pmax) [W] | 245 | 240 |
| Max. power voltage (Vmp) [V] | 44.3 | 43.6 |
| Max. power current (Imp) [A] | 5.54 | 5.51 |
| Open circuit voltage (Voc) [V] | 53.0 | 52.4 |
| Short circuit current (Isc) [A] | 5.86 | 5.85 |
| Max. over current rating [A] | 15 | |
| Production tolerance power [%] | +10/-5* | |
| Max. system voltage [V] | 1000 | |

Note: Standard Test Conditions: Air mass 1.5; Irradiance = 1000W/m²; cell temp. 25°C
* All modules measured by Panasonic facilities have an output with positive tolerance.

Temperature characteristics

| | | |
|----------------------------------|--------|--------|
| Temperature (NOCT) [°C] | 44.0 | 44.0 |
| Temp. coefficient of Pmax [%/°C] | -0.29 | -0.29 |
| Temp. coefficient of Voc [V/°C] | -0.133 | -0.131 |
| Temp. coefficient of Isc [mA/°C] | 1.76 | 1.76 |

At NOCT (Normal Operating Conditions)

| | | |
|---------------------------------|-------|-------|
| Max. power (Pmax) [W] | 187.4 | 183.2 |
| Max. power voltage (Vmp) [V] | 42.5 | 41.7 |
| Max. power current (Imp) [A] | 4.41 | 4.39 |
| Open circuit voltage (Voc) [V] | 50.3 | 49.7 |
| Short circuit current (Isc) [A] | 4.71 | 4.71 |

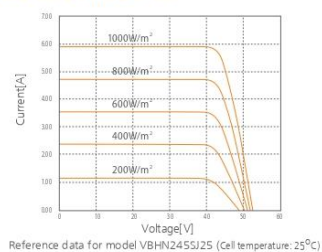
Note: Nominal Operating Cell Temp.: Air mass 1.5; Irradiance = 800W/m²;
Air temperature 20°C; wind speed 1 m/s

At low irradiance (20%)

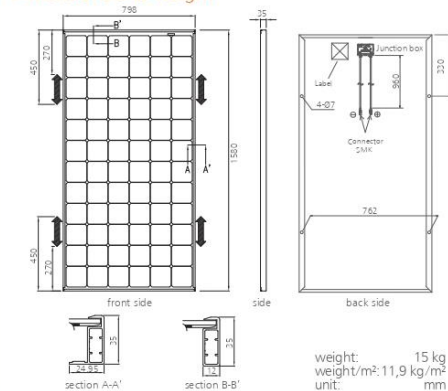
| | | |
|---------------------------------|------|------|
| Max. power (Pmax) [W] | 47.0 | 45.9 |
| Max. power voltage (Vmp) [V] | 43.2 | 42.2 |
| Max. power current (Imp) [A] | 1.09 | 1.09 |
| Open circuit voltage (Voc) [V] | 49.6 | 49.0 |
| Short circuit current (Isc) [A] | 1.17 | 1.17 |

Note: Low irradiance: Air mass 1.5; Irradiance = 200W/m²; cell temp. = 25°C

Dependence on irradiance



Dimensions and weight



Guarantee

Power output: 10 years (90% of Pmin), 25 years (80% of Pmin)
Product workmanship: 10 years (based on guarantee document)

Materials

Cell material: 5 inch HIT cells
Glass material: AR coated tempered glass
Frame materials: Black anodized aluminium
Connectors type: SMK

Certificates



IEC61215
IEC61730-1
IEC61730-2



Electrical Protection
Class II



Please consult your local dealer for more information.

CAUTION! Please read the installation manual carefully before using the products.

Used electrical and electronic products must not be mixed with general household waste. For proper treatment, recovery and recycling of old products, please take them to applicable collection points in accordance with your national legislation.



Panasonic Eco Solutions Energy Management Europe
SANYO Component Europe GmbH

Stahlgruberring 4
81829 Munich, Germany
Tel +49-(0)89-460095-0
Fax +49-(0)89-460095-170
http://www.eu-solar.panasonic.net
info.solar@eu.panasonic.com

Panasonic

All Rights Reserved © 2014 COPYRIGHT SANYO Component Europe GmbH
Specifications are subject to change without notice.
01/2014



9.3 Generación eléctrica mensual

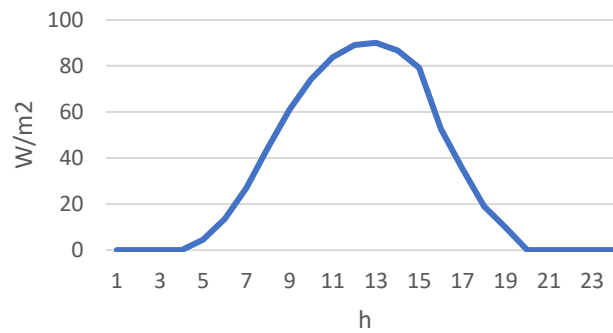


Figura 46. Curva de potencia generada en el mes de julio.

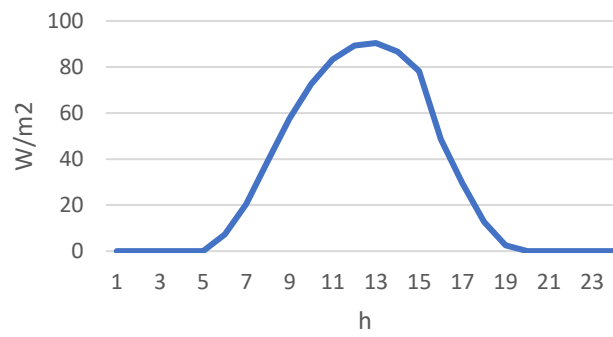


Figura 47. Curva de potencia generada en el mes de agosto.

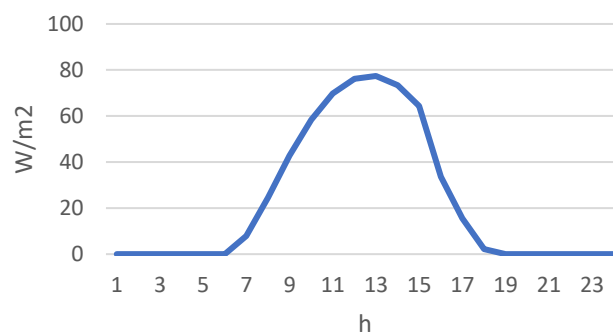


Figura 48. Curva de potencia generada en el mes de septiembre.

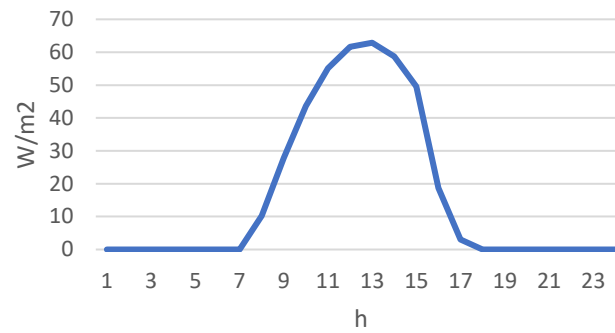


Figura 49. Curva de potencia generada en el mes de octubre.

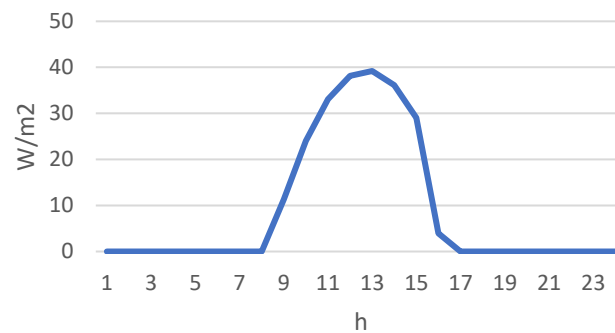


Figura 50. Curva de potencia generada en el mes de noviembre.

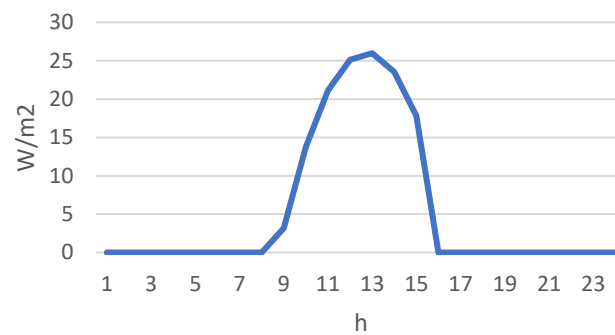


Figura 51. Curva de potencia generada en el mes de diciembre.

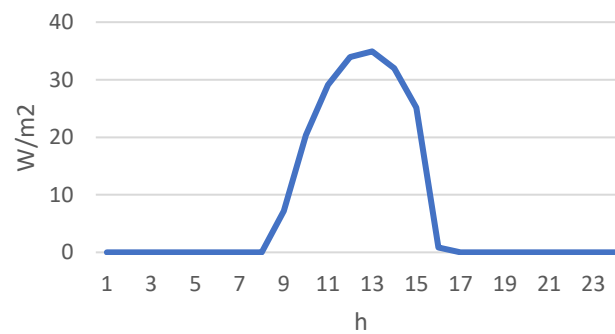


Figura 52. Curva de potencia generada en el mes de enero.

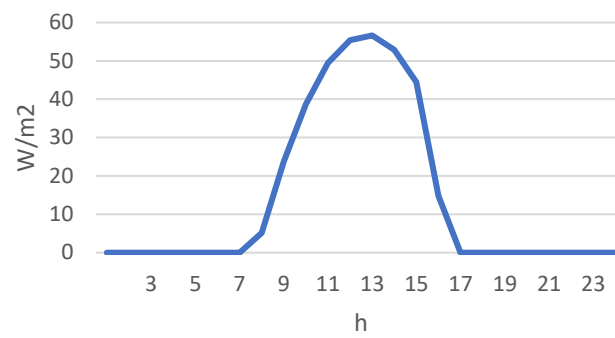


Figura 53. Curva de potencia generada en el mes de febrero.

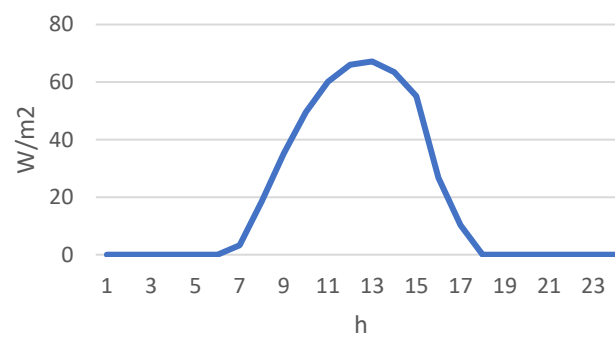


Figura 54. Curva de potencia generada en el mes de marzo.

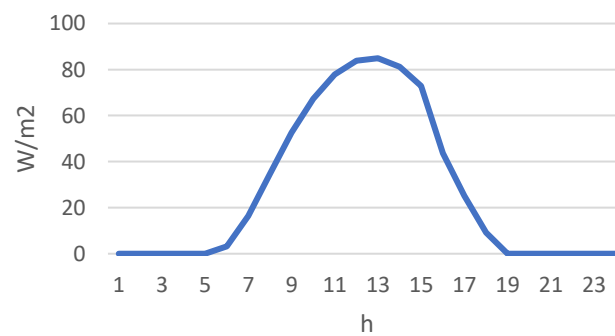


Figura 55. Curva generada de potencia en el mes de abril.

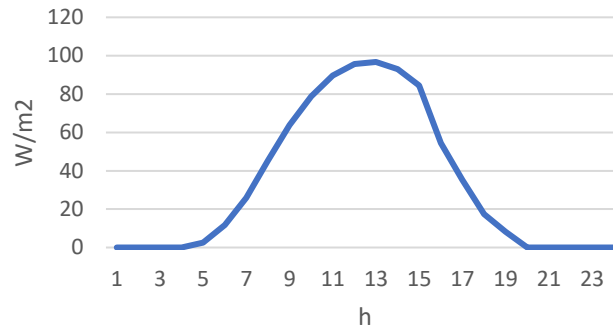


Figura 56. Curva de potencia generada en el mes de mayo.

9.4 Análisis de índices de comportamiento del sistema fotovoltaico

Se consideran tres parámetros, el índice de producción final del sistema (Y_F), el índice de producción de referencia (Y_R) y rendimiento global del sistema o factor de rendimiento (PR) [10]. Si bien, estos parámetros en su definición hacen referencia a energía en alterna, dadas las peculiaridades del sistema, se considera más representativo realizar los cálculos en corriente continua a la salida del generador. Esto se debe a que se tienen cantidades importantes de energía tanto en alterna, a la salida del inversor, como en continua. La energía en alterna se emplea en la alimentación doméstica y en el sistema de compresión, mientras que la energía en continua es entrada del electrolizador.

Y_F (9) es el cociente entre la salida de energía y la potencia nominal del sistema. Representa una normalización entre la energía generada en el sistema y el tamaño del generador.

Y_R (10) es el cociente entre la irradiancia total sobre el plano del generador y la irradiancia G de referencia. Este cociente refleja el número de horas de la irradiancia de referencia que equivalen a la que se tiene sobre el generador [10].

PR (11) es una ratio adimensional que se define como el cociente entre la productividad final y la productividad de referencia [10], da un reflejo de las pérdidas globales sobre la salida al normalizar respecto a la irradiancia.

$$Y_F = \frac{E \text{ [kWh]}}{P_m \text{ [kWh]}} \quad (9)$$

$$Y_R = \frac{H \text{ [kWh/m}^2\text{]}}{G \text{ [kWh/m}^2\text{]}} \quad (10)$$

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R} \quad (11)$$

El factor de rendimiento del sistema varía a lo largo del año, obteniéndose unos valores superiores en invierno, debido en gran parte a las pérdidas de temperatura [10]. Muestra qué parte de la energía está disponible tras haber descontado las pérdidas energéticas. Es un valor que se mide en %, de tal forma que cuanto más cerca se esté del 100%, mayor eficiencia se tiene. En la Figura 57 se han recogido los valores de PR que se obtienen para cada mes, observándose, como ya se ha mencionado, valores superiores de PR en los meses de invierno. En la Tabla 20 se encuentran los valores de Y_F y Y_R obtenidos a lo largo de un año de operación.

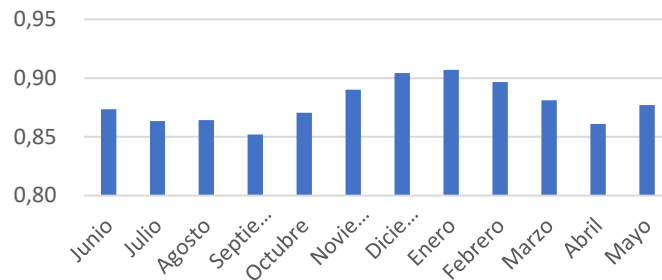


Figura 57. Factor de rendimiento para cada mes en un año de operación.

Tabla 20. Yf e Yr en un año de operación.

| MES | Yf | Yr |
|------------|--------|--------|
| Junio | 116,60 | 128,26 |
| Julio | 123,17 | 137,09 |
| Agosto | 114,82 | 127,64 |
| Septiembre | 84,45 | 95,24 |
| Octubre | 62,53 | 69,03 |
| Noviembre | 33,25 | 35,90 |
| Diciembre | 20,86 | 22,17 |
| Enero | 29,33 | 31,07 |
| Febrero | 49,27 | 52,79 |
| Marzo | 72,79 | 79,39 |
| Abril | 100,97 | 112,70 |
| Mayo | 128,31 | 140,58 |

9.5 Fundamento de Syn Pro

El método *Syn-PRO* se sobrepone a las carencias principales de otras metodologías estadísticas que solamente se basan en datos o medidas. Las medidas con alta resolución pueden ser difíciles de recuperar, pueden sufrir errores de medida, o limitarse a unas hojas de datos [14]. Igualmente, estos modelos, a partir de los datos de entrada, intentan obtener explicaciones de sus variaciones, tamaño de la vivienda, estación o temperatura. Sin embargo, la gran mayoría de estos modelos tienen dificultades en la explicación de los modelos de conducta de los individuos [14].

No obstante, los modelos estocásticos, en vez de centrarse en los consumos, se centran en los patrones de ocupación, aparatos eléctricos utilizados y su tendencia de uso. Un modelo estocástico supera las carencias de los métodos estadísticos, en la medida que es generado desde abajo hacia arriba [14].

Un sistema construido de abajo hacia arriba profundiza en cómo se comportan los individuos, qué aparatos utilizan y cómo influyen en la curva de demanda. Asimismo, se tiene un modelo que es adaptable a los cambios de los comportamientos de los individuos y a los aparatos eléctricos (nuevos modelos más eficientes o nuevas aplicaciones).

Principalmente, los métodos construidos de abajo hacia arriba difieren en tres aspectos:

- Nivel de detalle de la ocupación de la vivienda
- Nivel de detalle de los consumos de los aparatos eléctricos
- Aproximación estocástica

A su vez, el método *syn-PRO* introduce una serie de mejoras en la construcción de los modelos de demanda.

- Influido por aspectos socio económicos: influencia del número de aparatos eléctricos, de los patrones de conducta y del tipo de vivienda.
- Distinción del tipo de día: distinción entre días laborables, sábados y domingos
- Correlación entre el comienzo de una actividad y su duración: se relaciona la duración de la actividad con la hora de su comienzo.
- Patrones estacionales: los patrones estacionales van a condicionar las curvas de demanda.
- Alta resolución de toma de datos: toma de datos de los consumos de los diferentes aparatos eléctricos.

La Tabla 21 recoge los porcentajes de los aparatos eléctricos que considera *syn-PRO*.

Tabla 21. Porcentaje de consumo eléctrico de los aparatos.

| Aparato | Porcentaje de consumo [%] |
|-------------------------|---------------------------|
| Entretenimiento | 13,3 |
| Lavadora | 13,1 |
| Frigorífico | 12 |
| Alumbrado | 11,1 |
| Cocina | 10,1 |
| Bombas | 7,4 |
| Lavavajillas | 5,9 |
| Congelador | 5,3 |
| Equipamiento de oficina | 14,5 |
| Otros | 7,4 |

9.6 Curvas de demanda eléctrica horaria

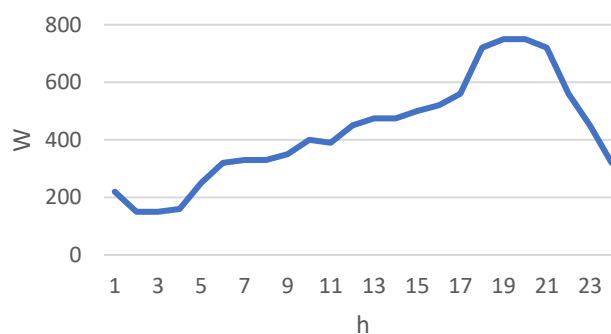


Figura 58. Demanda eléctrica doméstica en el mes de julio.

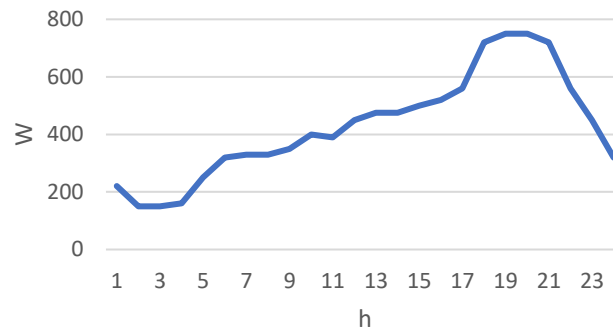


Figura 59. Demanda eléctrica doméstica en el mes de agosto.

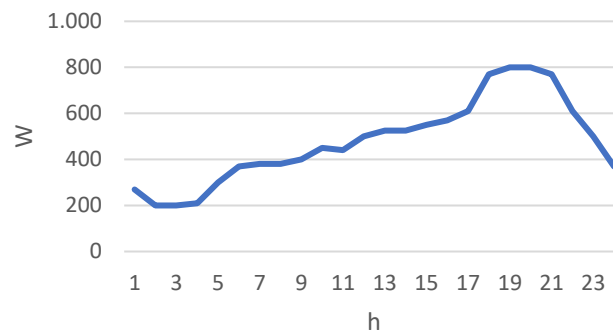


Figura 60. Demanda eléctrica doméstica en el mes de septiembre.

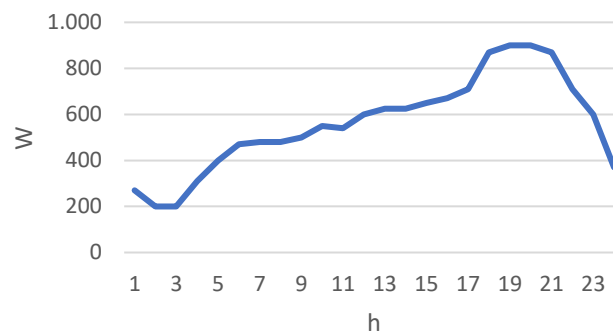


Figura 61. Demanda eléctrica doméstica en el mes de octubre.

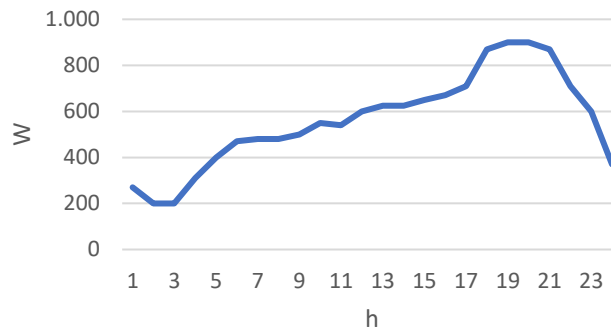


Figura 62. Demanda eléctrica doméstica en el mes de noviembre.

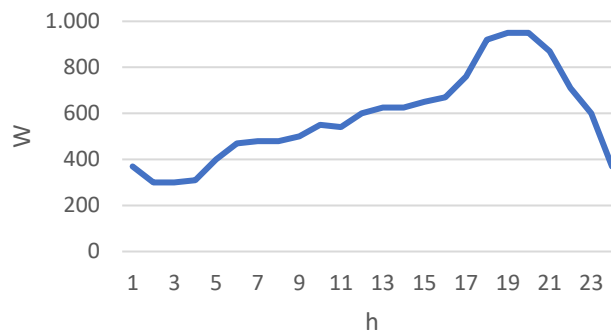


Figura 63. Demanda eléctrica doméstica en el mes de diciembre.

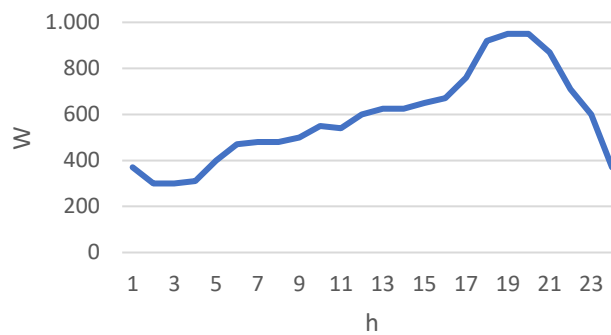


Figura 64. Demanda eléctrica doméstica en el mes de enero.

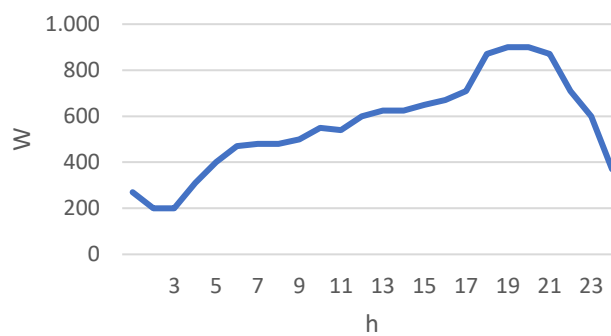


Figura 65. Demanda eléctrica doméstica en el mes de febrero.

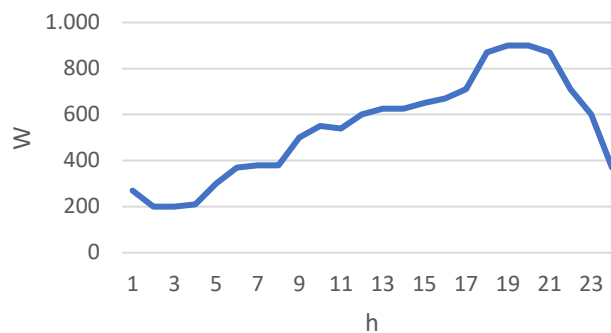


Figura 66. Demanda eléctrica doméstica en el mes de marzo.

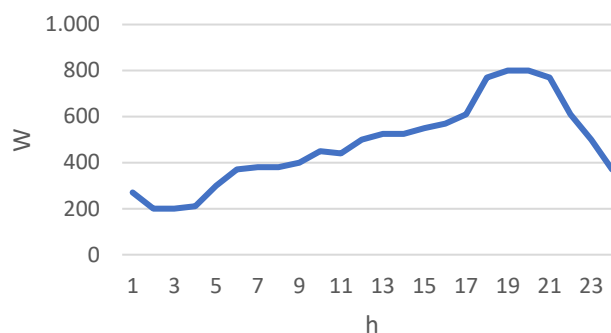


Figura 67. Demanda eléctrica doméstica en el mes de abril.

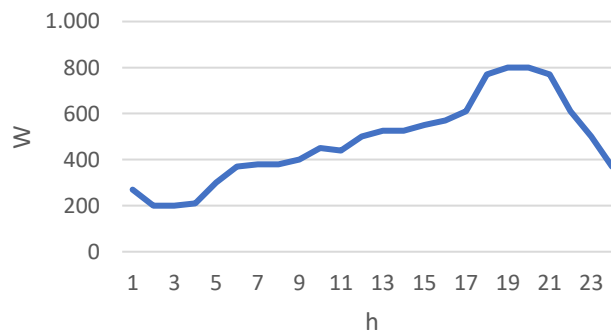


Figura 68. Demanda eléctrica doméstica en el mes de mayo.

9.7 Fundamento de Syn-PRO térmico

Los métodos clásicos de estimación de la demanda, de la misma manera que ocurre con la demanda eléctrica, no tienen en cuenta la diversidad de las familias, la relación entre la demanda eléctrica y térmica, y el comportamiento de los individuos [7]. Estos modelos relacionan las cargas térmicas con la temperatura exterior, pero sin tener en cuenta las variaciones entre las viviendas, de qué tipo son, cuántos ocupantes tienen y el modo de vida de sus ocupantes. En otras palabras, no determinan correctamente cuándo y cómo se utiliza la energía en los edificios [7].

Sin embargo, Syn-Pro en su apartado térmico se sustenta en las siguientes ideas:

- Combinación de modelos físicos y de comportamiento
- Considerar diferentes usos que incluyan factores socioeconómicos
- Utilización de modelos de edificios y de actividades de ocupación para calcular la demanda térmica
- Acoplamiento eléctrico
- Modelado de áreas residenciales
- Aproximación estocástica para aumentar la variabilidad

El método es capaz de simular una vivienda teniendo en cuenta los aspectos más importantes, pero dejando una modelización no muy compleja. Se considera que la carga térmica va a depender en gran medida de dos factores:

- Comportamiento de los ocupantes, temperatura establecida en el interior, ventilación y cargas internas.
- Física del edificio, influenciada por pérdidas de calor y ganancias.

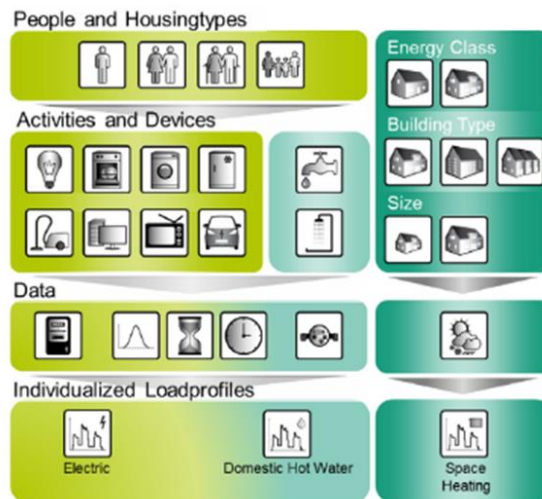


Figura 69. Modelo de la estructura de cálculo de Syn PRO [7].

9.8 Diagramas T-s de las sustancias

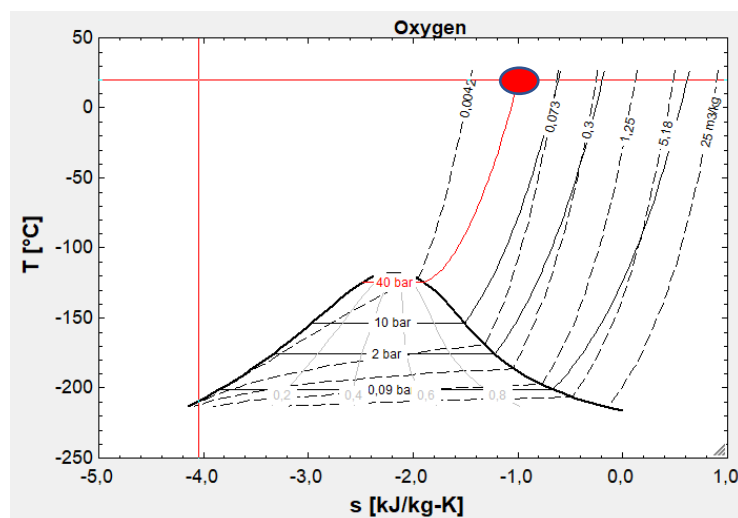


Figura 70. Diagrama T-s del O_2 [17].

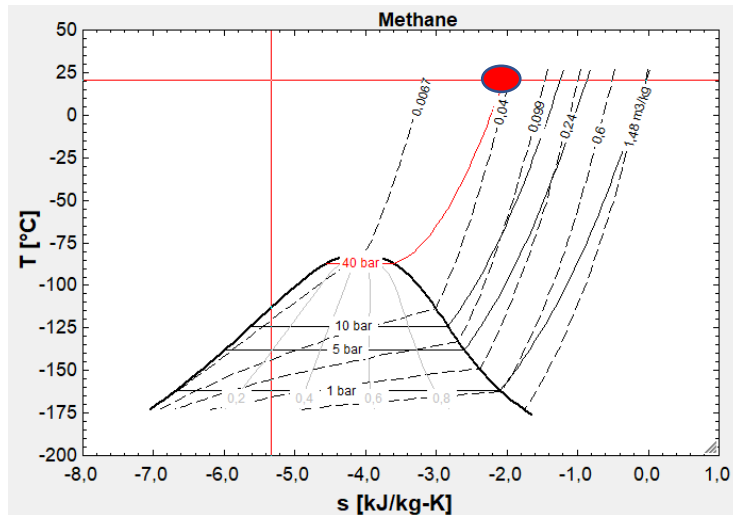


Figura 71. Diagrama T-s del CH₄ [17].

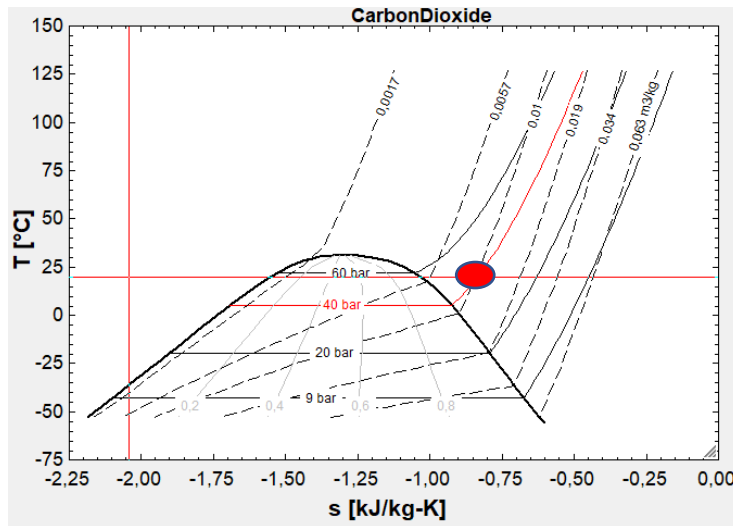


Figura 72. Diagrama T-s del CO₂ [17].

9.9 Cálculo de los consumos en la compresión

Partiendo de las temperaturas de entrada ya mencionadas, se plantean las siguientes ecuaciones que se resuelven con [17]. Cada línea de compresión está conectada al eje de un motor con un rendimiento eléctrico del 95%. Igualmente, en cada compresor se estima un rendimiento del 80%. Se calcula para cada línea el consumo eléctrico del motor ($We[\frac{kWh}{m^3}]$), calculando las propiedades termodinámicas en las condiciones de entrada y salida mediante [17].

$$-W_{cs} \left[\frac{kWh}{kmol} \right] = h_{2s} \left[\frac{kWh}{kmol} \right] - h_1 \left[\frac{kWh}{kmol} \right] \quad (12)$$

$$\eta_c = \frac{-W_{cs}}{-W_c} \quad (13)$$

$$We \left[\frac{kWh}{kmol} \right] = \frac{3 \cdot W_c}{\eta_e} \quad (14)$$

$$V = \frac{m \cdot R \cdot T}{p} \quad (15)$$

$$We \left[\frac{kWh}{m^3} \right] = We \left[\frac{kWh}{kmol} \right] \cdot \frac{1[kmol]}{V[m^3]} \quad (16)$$

W_{cs} : consumo isoentrópico por kmol



m : caudal en kmol

h : entalpía

W_c : consumo por kmol

η_c : rendimiento del compresor

W_e : consumo eléctrico del motor

η_e : rendimiento eléctrico del motor

V : volumen que ocupa un kmol a P y T correspondientes

Para determinar la energía consumida en las etapas de compresión se tienen dos situaciones, una en los meses de verano, donde se almacena CH_4 y O_2 , y otra situación en el resto de los meses donde se almacenan a la vez las tres sustancias.

En verano se produce dos veces más de O_2 que de CH_4 según el balance energético, por lo tanto, se plantea todo el sistema en función del caudal de CH_4 comprimido. La energía que se acumula se determina mediante la Ecuación 21, esta energía es la que sirve de entrada al electrolizador.

$$A = P - \frac{D}{\eta_{Inversor}} \quad (17)$$

$$Ar = A - B \quad (18)$$

$$Ar = A - 3 \cdot m_{CH_4} \cdot CC / \eta_{Inversor} \quad (19)$$

$$Ar = A - 3 \cdot \frac{A \cdot CC}{CE \cdot \eta_{Inversor}} \quad (20)$$

$$CE' = CE \left[\frac{kWh}{m^3 N H_2} \right] \cdot \frac{3,6 m^3 N H_2}{m^3 a 30^\circ C \text{ y } 1 \text{ bar } CH_4} \quad (21)$$

$$Ar = A - 3 \cdot \frac{A \cdot CC}{CE' \cdot \eta_{Inversor}} \quad (22)$$

A : energía acumulada sin compresión

Ar : energía acumulada con compresión

P : energía producida

D : demanda eléctrica

$\eta_{Inversor}$: rendimiento del inversor

B : consumo de la compresión de CH_4 y O_2

m_{CH_4} : caudal de metano

CC : consumo del compresor

CE : consumo del electrolizador

CE' : consumo del electrolizador en m^3 de CH_4 a 30° y 1 bar

En el resto de los meses, se tiene tanto producción como consumo de los tres componentes. La ecuación se complica un poco más y se tiene que añadir a (17) el término que incluye la compresión de CO_2 . En este caso, por la estequiometría de reacción, un mol de CH_4 va a generar un mol de CO_2 . Relacionando el número de moles que es necesario introducir en la caldera a través del PCI y de la ecuación de los gases ideales se determina el término del consumo de la compresión de CO_2 .

$$n_{CO_2} = n_{CH_4} = \frac{Dt}{\frac{PCI_{CH_4} \cdot \eta_{caldera}}{PM_{CH_4}}} \quad (23)$$

$$E = \frac{CC}{\eta_{Inversor}} \cdot \frac{n_{CH_4}}{P} \cdot R \cdot T \quad (24)$$

$$Ar = A - 3 \cdot \frac{A \cdot CC}{CE' \cdot \eta_{Inversor}} - E \quad (25)$$



Dt: demanda térmica

PCICH₄: poder calorífico inferior del metano

PMCH₄: peso molecular del metano

E: consumo de la compresión de CO₂

P: presión atmosférica

T: 50°C (temperatura de entrada del CO₂ a la compresión)



9.10 Hoja de características de inversor SMA Sunny Mini Central 6000TL / 7000TL / 8000TL



SUNNY MINI CENTRAL 9000TL / 10000TL / 11000TL



SMC 9000TL-10 / SMC 10000TL-10 / SMC 11000TL-10

| Rentable | | Seguro | Sencillo |
|--|---|--|---|
| <ul style="list-style-type: none">• Rendimiento máximo del 98 %• Mejor rendimiento de adaptación con la regulación MPP OptiTrac• Topología H5, sin transformador | <ul style="list-style-type: none">• Gestión activa de la temperatura gracias al sistema de refrigeración OptiCool | <ul style="list-style-type: none">• SMA Power Balancer conectable para la conexión trifásica a la red• Seccionador de carga de CC ESS integrado• Fusibles String monitorizados | <ul style="list-style-type: none">• Sistema de conexión de CC SUNCLIX |

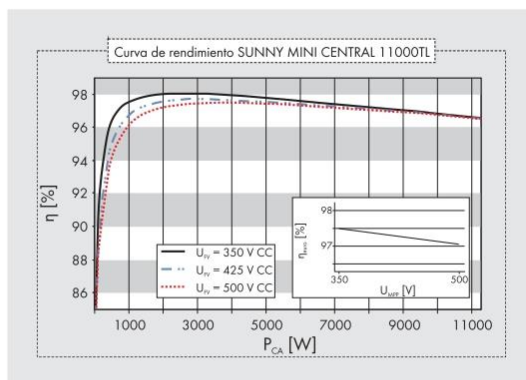
SUNNY MINI CENTRAL 9000TL / 10000TL / 11000TL

Una instalación a medida para obtener el máximo beneficio

Realización sencilla de instalaciones solares medianas y grandes desde los 27 kWp hasta varios megavatios de potencia: los inversores Sunny Mini Central de las clases de potencia de 9 a 11 kW ofrecen posibilidades prácticamente ilimitadas y son fáciles de combinar. La combinación de un alto rendimiento y un bajo precio específico garantiza un corto período de amortización. Asimismo, la estructura descentralizada de la instalación ayuda a minimizar los costes de mantenimiento. La tecnología punta de los Sunny Mini Central de SMA se amortiza con cada rayo de sol.



| Datos técnicos | Sunny Mini Central 9000TL | Sunny Mini Central 10000TL | Sunny Mini Central 11000TL |
|---|---|--|--|
| Entrada (CC) | | | |
| Potencia máxima de CC (con cos φ=1) | 9300 W | 10350 W | 11400 W |
| Tensión máx. de CC | 700 V | 700 V | 700 V |
| Rango de tensión MPP | 333 V - 500 V | 333 V - 500 V | 333 V - 500 V |
| Tensión nominal de CC | 350 V | 350 V | 350 V |
| Tensión de CC mín. / tensión inicial | 333 V / 400 V | 333 V / 400 V | 333 V / 400 V |
| Corriente máx. de entrada / por String | 28 A / 28 A | 31 A / 31 A | 34 A / 34 A |
| Cantidad de seguidores del punto de máxima potencia (MPPT) / Strings por seguidor del punto de máxima potencia (MPPT) | 1 / 5 | 1 / 5 | 1 / 5 |
| Salida (CA) | | | |
| Potencia nominal de CA (a 230 V, 50 Hz) | 9000 W | 10000 W | 11000 W |
| Potencia aparente de CA máxima | 9000 VA | 10000 VA | 11000 VA |
| Tensión nominal de CA; rango | 220, 230, 240 V; 180 V - 260 V (262 V*) | 220, 230, 240 V; 180 V - 260 V (262 V*) | 220, 230, 240 V; 180 V - 260 V (262 V*) |
| Frecuencia de red de CA; rango | 50, 60 Hz; ± 4,5 Hz | 50, 60 Hz; ± 4,5 Hz | 50, 60 Hz; ± 4,5 Hz |
| Corriente máx. de salida | 40 A | 44 A | 48 A |
| Factor de potencia (cos φ) | 1 | 1 | 1 |
| Fases de inyección / fases de conexión / Power Balancing | 1 / 1 / ● | 1 / 1 / ● | 1 / 1 / ● |
| Rendimiento | | | |
| Rendimiento máx. / rendimiento europeo | 98,0 % / 97,6 % | 98,0 % / 97,5 % | 98,0 % / 97,5 % |
| Dispositivos de protección | | | |
| Protección contra polarización inversa (CC) / corriente inversa | ● / ○ (fusibles) | ● / ○ (fusibles) | ● / ○ (fusibles) |
| Seccionador de carga de CC ESS | ● | ● | ● |
| Resistencia al cortocircuito (CA) | ● | ● | ● |
| Monitorización de cortocircuito a tierra | ● | ● | ● |
| Monitorización de red (SMA Grid Guard) | ● | ● | ● |
| Con separación galvánica / unidad de monitorización de corriente de fallo sensible a la corriente universal | - / ● | - / ● | - / ● |
| Descargador de sobretensión de CC (tipo II) integrable | - | - | - |
| Reconocimiento de fallos de String | - | - | - |
| Clase de protección / categoría de sobretensión | I / III | I / III | I / III |
| Datos generales | | | |
| Dimensiones (ancho / alto / fondo) en mm | 468 / 613 / 242 | 468 / 613 / 242 | 468 / 613 / 242 |
| Peso | 35 kg | 35 kg | 35 kg |
| Rango de temperatura de servicio | -25 °C ... +60 °C | -25 °C ... +60 °C | -25 °C ... +60 °C |
| Emisiones de ruido (típicas) | ≤ 42 dB(A) | ≤ 45 dB(A) | ≤ 46 dB(A) |
| Consumo característico nocturno | 0,25 W | 0,25 W | 0,25 W |
| Topología | Sin transformador | Sin transformador | Sin transformador |
| Sistema de refrigeración | OptiCool | OptiCool | OptiCool |
| Tipo de protección electrónica / área de conexión (según CEI 60529) | IP65 / IP65 | IP65 / IP65 | IP65 / IP65 |
| Clase climática (según CEI 60721-3-4) | 4K4H | 4K4H | 4K4H |
| Características | | | |
| Conexión de CC: SUNCLIX | ● | ● | ● |
| Conexión de CA: terminal de tornillo / terminal de muelle | ● / - | ● / - | ● / - |
| Display: línea de texto / gráfico | ● / - | ● / - | ● / - |
| Interfaces: RS485 / Bluetooth* | ○ / ○ | ○ / ○ | ○ / ○ |
| Garantía: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 años | ● / ○ / ○ / ○ / ○ | ● / ○ / ○ / ○ / ○ | ● / ○ / ○ / ○ / ○ |
| Certificados y autorizaciones (otros a petición) | CE, VDE 0126-1-1, DK 5940*, RD 1663, PPC, AS4777, EN 50438**, C10/C11, PPDS, IEEE 929 | | |
| * Sólo válido para la versión IT ** No se aplica a todas las desviaciones nacionales de la norma EN 50438 | | | |
| ● De serie ○ Opcional - no disponible | | | |
| Datos en condiciones nominales | | | |
| Modelo comercial | SMC 9000TL-10 | SMC 10000TL-10 | SMC 11000TL-10 |



Interfaz RS485 485PB-NR



Bluetooth® Piggy-Back
BTBINV-NR



Cable YPBL-YCABLE 10 del
SMA Power Balancer



9.11 Cálculo de la potencia de los compresores

Para poder determinar la potencia de los compresores, previamente se tiene que obtener el caudal en m^3/h a la temperatura de entrada que es necesario comprimir. Este caudal, se multiplica por el consumo de la línea de compresión y se obtiene la potencia requerida en cada hora.

$$P_{Max} = W_e \left[\frac{kWh}{m^3} \right] \cdot Q \left[\frac{m^3}{h} \right] \quad (26)$$

El caudal horario de CH_4 y O_2 se determina en función de la electricidad que se destina al electrolizador, y el de CO_2 , según las necesidades de calefacción.

De tal manera que, el caudal de O_2 a la temperatura de entrada al compresor queda definido con las siguientes ecuaciones.

$$Q_{H_2} = \frac{Ar}{CE} \quad (27)$$

$$n_{H_2} = \frac{Q_{H_2} \cdot P_o}{R \cdot T_o} \quad (28)$$

$$n_{O_2} = \frac{n_{H_2}}{2} \quad (29)$$

$$Q_{O_2} = \frac{n_{O_2} \cdot R \cdot T_c}{2 \cdot P_o} \quad (30)$$

Ar: electricidad de entrada al electrolizador

n: caudal molar

Q_{H_2} : caudal en condiciones normales

CE: consumo del electrolizador

P_o : presión en condiciones normales

T_o : temperatura en condiciones normales

Q_{O_2} : caudal en condiciones de entrada al compresor

El caudal de CH_4 :

$$n_{CH_4} = \frac{n_{H_2}}{4} \quad (31)$$

$$Q_{CH_4} = \frac{n_{CH_4} \cdot R \cdot T_c}{4 \cdot P_o} \quad (32)$$

Por último, el caudal de CO_2

$$m_{CH_4} = \frac{Dt}{PCI} \quad (33)$$

$$m_{CO_2} = \frac{MW_{CO_2}}{MW_{CH_4}} \cdot m_{CH_4} \quad (34)$$

$$Q_{CO_2} = \frac{\frac{m_{CO_2}}{MW_{CO_2}} \cdot R \cdot T_s}{P_o} \quad (35)$$

Dt: demanda térmica

m_{CH_4} : caudal másico de CH_4

m_{CO_2} : caudal másico de CO_2

MW_{CO_2} : masa molecular de CO_2

MW_{CH_4} : masa molecular de CH_4

T_s : temperatura de entrada a compresión de CO_2

9.12 Cálculo del espesor de los tanques de almacenamiento y del material necesario en su fabricación

En esta sección se determina el espesor de los tanques de almacenamiento para que puedan soportar la presión de 40 bar.

Este cálculo de resistencia del sólido deformable se realiza siguiendo el ejemplo explicado en [24], partiendo de la modelización del problema de la Figura 73.

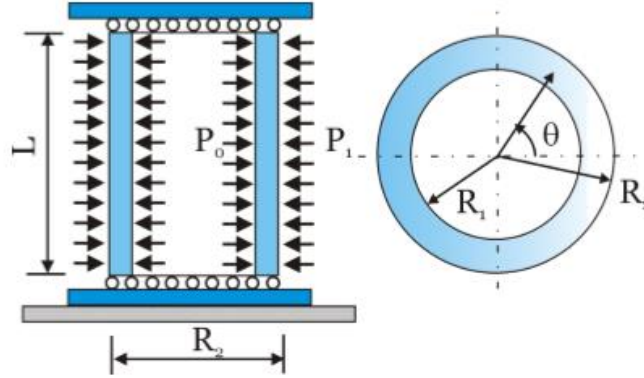


Figura 73. Cilindro sometido a una presión interna y externa [24].

El problema planteado tiene una geometría axial, se sabe que los desplazamientos en los ejes z y θ son nulos, también se conoce la presión interior de 40 bar y la presión exterior de 1 bar. Por otro lado, se obtiene el campo de desplazamientos desarrollando las ecuaciones de Navier, este campo de desplazamientos queda definido de la siguiente manera.

$$u_r = \frac{b}{r} + \frac{a}{2} \cdot r \quad (36)$$

Con este campo de desplazamientos se calculan las deformaciones:

$$\varepsilon_r = \frac{\partial u_r}{\partial r} = -\frac{b}{r^2} + \frac{a}{2} \quad (37)$$

$$\varepsilon_\theta = \frac{\partial u_r}{\partial r} \cdot r + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial u_\theta}{\partial \theta} = \frac{b}{r^2} + \frac{a}{2} \quad (38)$$

$$\varepsilon_z = \frac{\partial u_z}{\partial z} = 0 \quad (39)$$

$$\varepsilon_{rz} = \varepsilon_{z\theta} = \varepsilon_{r\theta} = 0 \quad (40)$$

Las tensiones quedan definidas en base a las deformaciones y los parámetros del material:

$$\sigma_{ij} = \lambda \cdot \varepsilon_{kk} \cdot \delta_{ij} + 2 \cdot G \cdot \varepsilon_{ij} \quad (41)$$

$$\sigma_r = \lambda \cdot a + 2 \cdot G \cdot \left(-\frac{b}{r^2} + \frac{a}{2} \right) \quad (42)$$

$$\sigma_\theta = \lambda \cdot a + 2 \cdot G \cdot \left(\frac{b}{r^2} + \frac{a}{2} \right) \quad (43)$$

$$\sigma_z = \lambda \cdot a \quad (44)$$

$$\tau_{r\theta} = \tau_{rz} = \tau_{\theta z} = 0 \quad (45)$$

$$\lambda = \frac{\nu \cdot E}{(1+\nu) \cdot (1-2\nu)} \quad (46)$$

$$G = \frac{E}{2 \cdot (1+\nu)} \quad (47)$$

ν : coeficiente de Poisson

E : módulo de Young

G : módulo de rigidez del acero



λ : 1^{er} coeficiente de Lamé

Aplicando las condiciones de contorno en $r=R_1$ se obtienen los parámetros a y b.

$$t_i = \sigma_{ij} \cdot n_j \quad (48)$$

$$t^n = \begin{pmatrix} P_o \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} \quad (49)$$

$$n = \begin{pmatrix} -1 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} \quad (50)$$

$$\sigma_r|_{r=R_1} = \lambda \cdot a + 2 \cdot G \cdot \left(-\frac{b}{R_1^2} + \frac{a}{2} \right) = P_o \quad (51)$$

$$\sigma_r|_{r=R_2} = \lambda \cdot a + 2 \cdot G \cdot \left(-\frac{b}{R_2^2} + \frac{a}{2} \right) = -P_1 \quad (52)$$

$$a = \frac{P_o \cdot R_1^2 - P_a \cdot R_2^2}{(\lambda + G) \cdot (R_2^2 - R_1^2)} \quad (53)$$

$$b = \frac{(P_o - P_1) \cdot R_1^2 \cdot R_2^2 - P_a \cdot R_2^2}{2 \cdot G \cdot (R_2^2 - R_1^2)} \quad (54)$$

Se calcula la tensión en el punto de máxima $r=R_1$, para después calcular la tensión de Von Mises. El límite elástico del acero dividido por el coeficiente de seguridad debe ser superior al valor obtenido por Von Mises.

$$\sigma_{VM} = \sqrt{\sigma_r^2 + \sigma_z^2 + \sigma_\theta^2 - (\sigma_r \cdot \sigma_z + \sigma_r \cdot \sigma_\theta + \sigma_z \cdot \sigma_\theta)} \quad (55)$$

$$\frac{\sigma_e}{CS} < \sigma_{VM} \quad (56)$$

Se consigue un importante ahorro de material si se escoge un acero de alta resistencia, ya que disminuye considerablemente el espesor, por lo tanto, los kilos de material a emplear disminuyen. Por ello, se ha tomado de [25] un tipo de acero de alta resistencia adecuado para depósitos de alta presión, este acero P460 NH/NL1/NL2 presenta un límite elástico de 460 Mpa. Conociendo el límite elástico del material, se determina por el criterio de Von Mises el radio adecuado para que el depósito soporte la carga. Se obtiene que con un espesor de 12 mm los depósitos aguantan la presión, las siguientes tablas contienen las dimensiones que permiten que cada depósito tenga el volumen necesario.

Tabla 22. Dimensiones del tanque de O2.

| V. tanque [m ³] | 45 |
|-----------------------------|------|
| R ₂ [mm] | 1500 |
| R ₁ [mm] | 1488 |
| L [mm] | 6500 |

Tabla 23. Dimensiones del tanque de CO2.

| V. tanque [m ³] | 26 |
|-----------------------------|------|
| R ₂ [mm] | 1500 |
| R ₁ [mm] | 1488 |
| L [mm] | 3700 |



Tabla 24. Dimensiones del tanque de CH₄.

| V. tanque [m ³] | 21 |
|-----------------------------|------|
| R ₂ [mm] | 1500 |
| R ₁ [mm] | 1488 |
| L [mm] | 3000 |

9.13 Tabla de amortización

Tabla 25. Amortización en 30 periodos.

| Periodo | Amortización | Amortización +energía+mto con PtG | Energía sin PtG | Δ€ |
|--------------|--------------------|--------------------------------------|--------------------|-----------|
| 1 | 1.388,79 € | 2.645 € | 1.987 € | 33% |
| 2 | 1.388,79 € | 2.645 € | 1.987 € | 33% |
| 3 | 1.388,79 € | 2.645 € | 1.987 € | 33% |
| 4 | 1.388,79 € | 2.645 € | 1.987 € | 33% |
| 5 | 1.388,79 € | 2.645 € | 1.987 € | 33% |
| 6 | 1.388,79 € | 2.645 € | 1.987 € | 33% |
| 7 | 1.388,79 € | 2.645 € | 1.987 € | 33% |
| 8 | 1.388,79 € | 2.645 € | 1.987 € | 33% |
| 9 | 1.388,79 € | 2.645 € | 1.987 € | 33% |
| 10 | 1.388,79 € | 2.645 € | 1.987 € | 33% |
| 11 | 1.388,79 € | 2.645 € | 1.987 € | 33% |
| 12 | 1.388,79 € | 2.645 € | 1.987 € | 33% |
| 13 | 1.388,79 € | 2.645 € | 1.987 € | 33% |
| 14 | 1.388,79 € | 2.645 € | 1.987 € | 33% |
| 15 | 1.388,79 € | 2.645 € | 1.987 € | 33% |
| 16 | 1.388,79 € | 2.645 € | 1.987 € | 33% |
| 17 | 1.388,79 € | 2.645 € | 1.987 € | 33% |
| 18 | 510,80 € | 1.767 € | 1.987 € | -11% |
| 19 | 0,00 € | 1.256 € | 1.987 € | -37% |
| 20 | 0,00 € | 1.256 € | 1.987 € | -37% |
| 21 | 0,00 € | 1.256 € | 1.987 € | -37% |
| 22 | 0,00 € | 1.256 € | 1.987 € | -37% |
| 23 | 0,00 € | 1.256 € | 1.987 € | -37% |
| 24 | 0,00 € | 1.256 € | 1.987 € | -37% |
| 25 | 0,00 € | 1.256 € | 1.987 € | -37% |
| 26 | 0,00 € | 1.256 € | 1.987 € | -37% |
| 27 | 0,00 € | 1.256 € | 1.987 € | -37% |
| 28 | 0,00 € | 1.256 € | 1.987 € | -37% |
| 29 | 0,00 € | 1.256 € | 1.987 € | -37% |
| 30 | 0,00 € | 1.256 € | 1.987 € | -37% |
| TOTAL | 24.120,31 € | 61.793,76 € | 59.620,30 € | 4% |